



AVERTISSEMENT

Ce document est le fruit d'un long travail approuvé par le jury de soutenance et mis à disposition de l'ensemble de la communauté universitaire élargie.

Il est soumis à la propriété intellectuelle de l'auteur. Ceci implique une obligation de citation et de référencement lors de l'utilisation de ce document.

D'autre part, toute contrefaçon, plagiat, reproduction illicite encourt une poursuite pénale.

Contact : ddoc-theses-contact@univ-lorraine.fr

LIENS

Code de la Propriété Intellectuelle. articles L 122. 4

Code de la Propriété Intellectuelle. articles L 335.2- L 335.10

http://www.cfcopies.com/V2/leg/leg_droi.php

<http://www.culture.gouv.fr/culture/infos-pratiques/droits/protection.htm>

THÈSE

En vue de l'obtention d'un

Doctorat de l'Université de Lorraine

Mention : Génie Électrique

par

François KREMER

***« Amélioration de l'Opérabilité des Centrales
Electriques par l'Intégration d'un Système de
Stockage d'Energie »***

Soutenue publiquement le 03/02/2021 devant la commission d'examen composée de

Rapporteurs :

Prof. Delphine RIU

Grenoble INP, G2ELAB

Prof. Corinne ALONSO

Univ. de Toulouse III, LAAS-CNRS

Président du jury :

Prof. Daniel HISSEL

Univ. Franche-Comté, FEMTO-ST

Examineurs :

Prof. Stéphane RAEL (Directeur)

Univ. de Lorraine, GREEN

MdC. Matthieu URBAIN (Co-directeur)

Univ. de Lorraine, LEMTA

Invité :

Hervé BIELLMANN

General Electric, GEEPF

Dominique REMY

General Electric, GEEPF

Remerciements

Ce travail est le résultat de trois années de thèse effectuées au sein du laboratoire du Groupe de Recherche en Énergie Électrique de Nancy, en collaboration CIFRE avec la société General Electric située à Belfort. En plus de l'**ANRT** permettant les thèses CIFRE, j'aimerais remercier le consortium **FLEXITRANSTORE** de m'avoir aidé et soutenu dans le cadre d'un fond de financement H2020.

Dans un premier temps, je souhaite présenter mes respectueux remerciements à l'ensemble des membres du jury. Je remercie **Dr. Daniel HISSEL** qui m'a fait honneur en acceptant de présider le jury et qui a su instaurer un dialogue scientifique enrichissant lors de la soutenance.

J'aimerais également exprimer ma vive reconnaissance à **Dr. Corinne ALONSO** et à **Dr. Delphine RIU** de s'être intéressées à mes travaux et d'avoir accepté de rapporter ma thèse. Leurs remarques et critiques ont permis d'améliorer grandement la qualité du manuscrit.

Ce travail n'aurait pu être mené à bien sans l'appui de **M. Hervé BIELLMANN** et **M. Dominique REMY**. Ce sont leur encadrement, leur expérience et leurs conseils qui ont permis d'aboutir à une telle qualité sur les travaux concernant le réseau électrique.

J'aimerais aussi souligner le plaisir que j'ai eu à travailler avec **Dr. Matthieu URBAIN**, co-directeur de cette thèse. Son implication et ses conseils aussi bien techniques que pratiques m'ont fait découvrir cet univers de recherche que je ne connaissais pas et que j'apprécie maintenant grâce à lui.

Enfin je remercie chaleureusement **Dr. Stéphane RAEL**, directeur de cette thèse, pour sa disponibilité, sa pédagogie et son encadrement. Merci de m'avoir permis d'emmagasiner toutes ses connaissances sur le stockage d'énergie et de m'avoir montré la rigueur qu'il faut avoir aussi bien lors des tests sur banc d'essai que dans les écrits.

Mes remerciements seraient incomplets si je ne mentionnais pas mes collègues à GE qui ont pleinement participé à ces travaux. **Frédéric MARTIN**, mon manager et chef du service, qui m'a allégé de bien des démarches mais aussi conseillé de bonnes balades. **Laurence FARON**, qui a toujours su me guider et me conseiller, m'imposer des tâches quand il le fallait et inversement me faire confiance à d'autres moments. A nouveau, **Hervé**, mille fois merci, pour toute la pugnacité que tu as fourni aussi bien pour le lancement de cette thèse qu'à la recherche d'un démonstrateur. Je retiendrai de toi qu'il ne faut jamais rien lâcher. **Dominique**, ta sagesse, ta bienveillance et ton implication m'ont permis de continuer plus sereinement de nombreuses fois. Ton management est quelque chose dont je dois m'inspirer pour le reste de ma carrière. **Pierre BEAUFRERE**, **Maxime BUQUET** et **Robert DELAGE**, qui ont porté beaucoup d'intérêts à mes travaux. Ils sont un combiné de sagesse et de savoir sur lesquels les activités de Belfort reposent. **Dominique MERVILLE**, fin connaisseur de la modélisation des systèmes d'excitation et de leurs paramétrages avec qui j'ai énormément apprécié travailler. **Mickael GIRARDEY** pour avoir été avec moi le fer de lance du projet H2020. **Pierre-Antoine SEMEL**, qui a failli réussir l'impossible en offrant un démonstrateur PI-BESS. **Ezio PENA**, pour m'avoir suivi, soutenu et conseillé tout au long de la thèse. J'aimerais aussi remercier **le service opérabilité** (Elsa, Nadège, Steven, Elvio et Laurent) et **le service contrôle** (Jérôme, Sylvain, Olivier et Benjamin) pour tout leur support.

J'ai eu l'occasion de travailler pendant quelques mois dans le service dimensionnement de GE POWER CONVERSION ce qui m'a permis de consolider la partie électronique de puissance. Je tiens à remercier **Jérôme AUGUSTE**, pour avoir permis cela, pour son accueil dans son service et pour sa disponibilité. Et même après la thèse pour ses conseils pour mon actuel poste (pas si loin de ce service) ! Il y a bien entendu, **Pierre-Louis GARMIER**, qui est heureusement moins fort sur le terrain de badminton que techniquement et qui a toujours été là pour me

guider à GE PC. Mais aussi **Clévio** et **Gilbert-Philippe**, que j'avais à coté tout au long de cette période. Finalement, un grand merci à **Jean-Michel CLAUDE** qui me permet de profiter de son expérience encore aujourd'hui après cette thèse. Et merci à **Alberic DOLA**, qui a mené une grande partie des études de la dernière section de cette thèse et qui est avant tout un ami de longue date.

Je tiens également à saluer et remercier toute la structure universitaire du **GREEN**, à savoir, **Nourredine TAKORABET**, directeur du laboratoire et les professeurs, **Denis NETTER**, **Babak NAHIDMOBARAKEH**, **Melika HINAJE**, et l'unique maître de conférences « du GREEN du haut », **Julien FONTCHASTAGNER**, mais aussi toute la partie invisible mais essentielle, **Sylvie**, **Latifa**, **Isabelle**, **Sophie**, **Fadi** et **Fabrice**. Toutes les thèses du laboratoire peuvent aboutir grâce à votre support, votre soutien et surtout à l'ambiance de travail que vous initiez.

Qu'est-ce que deviendrait une thèse sans les interactions avec les autres thésards ? Ils ont toujours été là pour les pauses café, les petites parties de baby-foot ou de billard et surtout sur les terrains de badminton. Du coup, je remercie l'animal **Davide** pour ses pizzas, les matchs de foot et ses « ciao bello ». Puis le formidable **PANG** (Shenzghao, pour les intimes mais comme personne n'arrive à le prononcer) qui est la plus belle rencontre de cette thèse. Toujours présent pour nous aider, nous apprendre le vrai football et avoir envie de découvrir notre culture. Il y a aussi **Baptiste**, le mou de la cheville, qui était toujours là pour le badminton, le ping-pong mais aussi « les meilleures blagues à faire au bureau » et **Dom**, le beau gosse, un vrai nageur qui passait plus de temps dans l'eau qu'au bureau ! J'aimerais aussi parler des papas, **Adrien** et **Thibaut**, qui n'ont pas voulu nous abandonner et ont rallongé leur thèse avec entre autres des post-docs juste pour venir le mercredi midi se défouler. De **JB**, qui m'a permis de prendre un match au bad (sur la trentaine que l'on a joué) et qui était toujours là pour participer avec moi aux formations ! **Abdou** et **Peyman**, la relève, qui ne sont plus très loin de soutenir mais qui ont toujours besoin d'aide pour organiser les matchs de foot ou faire des blagues dignes de ce nom. Je finirai par les expatriés du LEMTA, **Max**, **Thomas** et **Quentin**, qui bien qu'exclus au rez-de-chaussée, arrivent toujours à venir à 12h20 pour nous emmener au RU (Mention spéciale à Max qui y arrive une fois sur deux) !

J'adresse maintenant quelques mots à mes EDISON préférés qui sont le pendant des thésards à GE ! **Sonia**, **Federica**, **Alex**, **Bastien**, **Alejandro** et **Simone** avec qui j'ai pu partager autant de pauses-café que de bonnes bières ou même de parties de pétanque. Je remercie aussi ceux qui se sont impliqués dans ces travaux par curiosité intellectuelle ou même en essayant de m'aider dans les relectures de mon manuscrit.

Il faut souligner que j'ai eu le plaisir de travailler tous les jours aux côtés d'un ingénieur formidable que je n'ai pas encore cité, car il mérite bien plus que quelques lignes dans cet avant-propos. Il est le premier vers qui je me tournais, toujours présent pour me conseiller, pour discuter de tout et de rien ou même en dehors de l'entreprise pour aller sur les terrains de volley. Merci **Christian RONDOT** de m'avoir tant appris, guidé et conseillé lors de cette thèse.

Je clos ces remerciements par **ma famille**, qui m'a permis d'en arriver là et qui m'a soutenu toutes ces années. Merci, sans vous je ne serai pas devenu la personne que je suis aujourd'hui.

Mes derniers remerciements seront pour Coralie, ma fiancée et mon âme-sœur, qui a été tellement patiente et qui reste un soutien indéfectible. D'ailleurs, c'est sûrement elle qui a souffert le plus lors de ces travaux uniquement à cause de la relecture. Maintenant, je te propose de tourner la page, nous avons tellement d'autres projets à faire.

François

Résumé

Le stockage de l'énergie électrique est aujourd'hui en plein essor car il semble être l'une des conditions nécessaires pour soutenir le développement des énergies renouvelables intermittentes dans les réseaux électriques. Il est en concurrence, entre autres, avec des sources de flexibilité historiques telles que les stations de pompage ou les centrales électriques à gaz.

Les travaux de cette thèse consistent en l'hybridation de deux sources, à savoir le stockage de l'énergie sous forme électrique (batterie lithium-ion) et un cycle combiné (centrale de cogénération gaz-vapeur), afin d'améliorer la stabilité des réseaux et l'exploitabilité de la centrale. Les principaux objectifs sont de préciser les spécifications du système (fonctions, technologie de stockage, pré-dimensionnement), de créer un modèle de batterie lithium-ion configurable à partir des données du fabricant et de définir la stratégie de contrôle de l'hybride. La méthodologie de pré-dimensionnement s'inspire à la fois des travaux similaires réalisés par Gauthier Delille, et de l'expérience de General Electric, constructeur de cycles combinés, pour orienter ces systèmes vers des solutions adaptées. Au cours de la phase de dimensionnement détaillé, les travaux ont abouti à la création d'un modèle de batterie lithium-ion orienté "système" qui peut être mis en œuvre dans le logiciel temps réel de GE. Ce modèle, validé par des tests dans le laboratoire GREEN, obtient une précision correcte d'environ 95% (sur la tension et l'énergie des cellules). Enfin, la gestion de l'énergie de ce système hybride est réalisée en intégrant un nouveau contrôleur dans la centrale électrique qui fournit les instructions aux systèmes de stockage en traitant à la fois les données internes de la centrale et celles mesurées aux bornes du stockage. Le choix a été orienté vers des commandes simples (statisme, PI, etc.) couplées à un algorithme de logique floue. Celui-ci a été configuré en utilisant l'optimisation génétique sur des données provenant d'une centrale électrique existante.

Malgré plusieurs contacts encourageants avec des clients potentiels qui se sont montrés intéressés par un tel système, aucun prototype n'a pu être construit.

Abstract

The storage of electrical energy is now booming as it seems to be one of the necessary conditions to support the development of intermittent renewable energies in electrical networks. It competes, among other things, with historical sources of flexibility such as pumping stations or gas-fired power plants.

The work of this thesis consists in the hybridization of two sources, namely the storage of energy in electrical form (lithium-ion battery) and a combined cycle (gas-steam cogeneration plant), in order to improve the stability of the networks and the operability of the plant. The main objectives are to specify the system specifications (functions, storage technology, pre-sizing), to create a configurable lithium-ion battery model based on the manufacturer's data and to define the control strategy for the hybrid. The pre-sizing methodology draws on both the similar work done by Gauthier Delille and the experience of General Electric, a manufacturer of combined cycles, to guide these systems towards suitable solutions. During the detailed dimensioning phase, the work led to the creation of a "system-oriented" lithium-ion battery model that can be implemented in GE's real-time software. This model, validated by tests in the GREEN laboratory, achieves a correct accuracy of about 95% (on cell voltage and energy). Finally, the energy management of this hybrid system is achieved by integrating a new controller in the power plant that provides instructions to the storage systems by processing both the internal data of the power plant and the data measured at the storage terminals. The choice was oriented towards simple commands (droop, PI, etc.) coupled with a fuzzy logic algorithm. This was configured using genetic optimization on data from an existing power plant.

Despite several encouraging contacts with potential customers who showed interest in such a system, no prototype could be built.

Table des matières

Introduction générale	16
Chapitre 1 : L'évolution de la production, autrement dit, l'opérabilité actuelle des centrales face au mix énergétique	19
1. Introduction	19
2. La production électrique et ses mécanismes d'ajustement	20
2.1. Les acteurs du marché de l'électricité français	20
2.2. Le mix énergétique d'aujourd'hui et de demain	22
2.3. Les mécanismes de stabilité	26
2.4. Les sources de flexibilité	29
3. L'opérabilité actuelle d'un cycle combiné	31
3.1. L'amélioration du rendement énergétique à l'aide de deux technologies de turbine	33
3.2. L'opérabilité et la maintenance d'un cycle combiné	37
3.3. Les problématiques et contraintes actuelles imposées par le changement de production	41
4. L'intégration de nouvelles technologies de stockage pour la flexibilité du réseau	43
4.1. Le système de stockage électrochimique dans son ensemble	43
4.2. Les différentes technologies de batteries Li-ion	45
4.3. Le marché actuel pour les systèmes de stockages électrochimiques distribués	48
5. Une proposition d'hybridation des constructeurs de turbines à gaz pour améliorer l'opérabilité	51
5.1. Une analyse sur les hybridations réalisées ou proposées aujourd'hui	51
5.2. Les intentions lors d'une hybridation d'un cycle combiné et d'un stockage électrochimique	53
5.3. Les enjeux de l'hybridation : des verrous à lever et plusieurs fonctions à réaliser	54
6. Conclusion	56
Chapitre 2 : Analyse des services dans le cadre de l'intégration d'un stockage électrochimique dans un cycle combiné	58
1. Introduction	58
2. Analyse des services potentiels d'un stockage électrochimique intégré à un cycle combiné	59
2.1. La création de nouvelles fonctionnalités et l'amélioration des anciennes	59
2.2. Les services de stabilité angulaire et de stabilité de la tension	63
2.3. Les services de stabilité fréquentielle et de reconstitution du réseau	66
2.4. Les services d'amélioration de conception de la CCGT	69
3. Evaluation des services à l'aide d'indicateurs de performances	72
3.1. Le soutien en court-circuit	73
3.2. Analyse harmonique	78
3.3. Construction de combinaisons pour des couples de services	82
4. Le prédimensionnement d'un système de stockage électrochimique intégré à un cycle combiné	85
4.1. Prédimensionnement de la partie stockage	85
4.2. Prédimensionnement du système	88
4.3. Analyse « load flow » de l'intégration	90
5. Conclusion	94
Chapitre 3 : Modélisation électrochimique d'une cellule lithium-ion pour le dimensionnement d'un stockage intégré à un cycle combiné	97

1. Introduction	97
2. Synthèse sur les modèles existants	98
2.1. Comportement dynamique de la batterie	98
2.2. Modèle circuit électrique équivalent	100
2.3. Modèle électrochimique	101
2.4. Modèle électrochimique dédiés systèmes	103
3. Le modèle simple grain à une électrode	104
3.1. Diffusion sphérique du lithium en phase solide : fonction de transfert et approximation de Padé	105
3.2. La détermination des paramètres	111
3.3. Configuration du modèle à l'aide d'une cellule LTO 40 Ah	112
4. Performances et limites du modèle à une électrode	116
4.1. Evaluation des modèles	116
4.2. L'évaluation à courant constant sur des cellules LTO, LFP et NMC	116
4.3. L'évaluation selon les profils hybrides sur des cellules LTO, LFP et NMC	121
4.4. Sensibilité des paramètres	123
5. Conclusion	128
Chapitre 4 : Dimensionnement et gestion du système de stockage	130
1. Introduction	130
2. Méthodologies de dimensionnement du stockage électrochimique	131
2.1. Les indicateurs et les méthodologies lors d'un dimensionnement	131
2.2. L'utilisation d'une méthodologie analytique	132
3. Stratégie globale et multi-critères de gestion énergétique	136
3.1. Les stratégies de contrôle global d'un système de stockage	137
3.2. La logique floue intégrée à la stratégie de contrôle	141
3.3. L'implémentation dans différents outils d'un constructeur de cycle combiné	146
4. Optimisation de paramètres de la stratégie	149
4.1. L'utilisation d'un algorithme génétique pour la configuration des paramètres	149
4.2. L'évaluation de la stratégie à l'aide des données réelles	152
5. Stratégie locale de contrôle du convertisseur	156
5.1. La structure du contrôle proposée	156
5.2. Simulations PLECS	158
6. Conclusion	160
Conclusion générale	163
Bibliographie	167

Table des figures

Figure 1.1 : Représentation du système électrique. Source (G.M.A.Delille, 2011)	21
Figure 1.2 : Données du mix énergétique en France en 2008 et 2018. Source : Bilan énergétique RTE	23
Figure 1.3 : Générateur de tension délivrant une puissance à un réseau infini. Source (H.Moussa, 2017)	26
Figure 1.4 : Opinion de BNEF sur l'efficacité des nouvelles sources de flexibilité du système électrique pour la stabilité en fréquence. Source (A.Cheung, 2018)	30
Figure 1.5 : Représentation d'une turbine à gaz « heavy duty » d'environ 350 MW, 300 tonnes et de dimensions 11 x 5 x 5 (m). Source (R.Kehlhofer et al., 2009)	32
Figure 1.6 : Schématisation d'un cycle combiné single-shaft. Source : https://esbgeneration.ie/	34
Figure 1.7 : Schéma électrique simplifié de la distribution d'un cycle combiné	36
Figure 1.8 : Représentation des réseaux de communication d'un cycle combiné.	37
Figure 1.9 : Caractéristiques lors d'un démarrage et point de fonctionnement d'une turbine à gaz.	40
Figure 1.10 : Estimation mondiale de l'évolution du marché des turbines à gaz selon la technologie. Source : (GVR, 2020)	41
Figure 1.11 : Vue générale de l'architecture typique d'une unité de stockage décentralisée. Source (G.M.A.Delille, 2011)	44
Figure 1.12 : Les protections d'une cellule et du système BESS. Source (Upergy, 2018) & (ABS, 2017)	44
Figure 1.13 : Représentation d'une cellule Li-ion. Source (S.Raël & M.Hinaje, 2013)	46
Figure 1.14 : Principales caractéristiques d'une cellule NMC.	47
Figure 1.15 : Tableau de comparaison de certaines technologies en fonction des fournisseurs	47
Figure 1.16 : Résumé des progrès réalisés au niveau international pour résoudre les problèmes de réglementation et de conception du marché liés au stockage de l'énergie. Source (S.Huntington, 2019)	49
Figure 1.17 : Ventilation des coûts du BESS à l'échelle des services publics aux États-Unis. Source (S.Huntington, 2020)	51
Figure 1.18 : Résultats des sondages fait en 2017 par l'ENTSO-E sur la réponse primaire et le black start. Source (ENTSO-E, 2018)	55
Figure 2.1 : Comparaison des services réalisables par un BESS standalone, une CCGT et une centrale CCGT hybride. Source (F.Kremer et al., 2019)	60
Figure 2.2 : Schéma unifilaire simplifié de la connexion de la solution hybride.	62
Figure 2.3 : Schéma unifilaire simplifié d'une connexion en série avec le système d'excitation de la solution hybride.	64
Figure 2.4 : Réponse primaire en fréquence suite à une chute de 200 mHz a) d'un cycle combiné et b) d'un système hybride	66
Figure 2.5 : Volume des réponses fréquentielles hybrides selon la déviation de fréquence avec en bleu l'apport du BESS et en rouge celle de la CCGT	67
Figure 2.6 : Réponse inertielle naturelle des alternateurs et synthétique du stockage	68
Figure 2.7 : Gestion du système hybride afin de réduire la charge minimale de la centrale	71
Figure 2.8 : Conversion à l'aide des lois de Kirchhoff de l'unifilaire simplifié vers un système monophasé équivalent	74
Figure 2.9 : Topologie de l'onduleur triphasé BESS (en bleu figure 2.8)	74
Figure 2.10 : a) Renvoi de tension suite à un court-circuit réseau de 150 ms d'une centrale hybride avec 3, 15 et 50 MVA, b) Puissance active et réactive fournies par un BESS lors d'un court-circuit de 150 ms, c) Différence entre les régulations du BESS suite à un court-circuit de 190ms, d) Instabilité d'un alternateur suite à un court-circuit de 200ms	76
Figure 2.11 : Comparaison de l'amortissement fait par un PSS lorsqu'il est implanté dans l'AVR de l'alternateur ou dans un BESS	77
Figure 2.12 : Comparaison du renvoi de la tension d'une centrale hybride et d'une centrale conventionnelle suite au démarrage d'un moteur de 4 MVA au niveau du bus MT	77
Figure 2.13 : Taux harmoniques en tension recommandés d'après l'IEC 61000-2-4	78
Figure 2.14 : Taux harmoniques en courant recommandés d'après l'IEC 61000-2-4	79

Figure 2.15 : Circuit électrique simplifié du modèle permettant l'analyse harmonique	79
Figure 2.16 : a) Profil du stockage lors d'une réponse fréquentielle hybride suite à une chute de 200mHz de fréquence, b) Profil de black start typique incluant les charges auxiliaires, c) Profil lors d'une stabilité angulaire transitoire	86
Figure 2.17 : Vue en perspective d'un conteneur de batteries lithium de Liyuan. Source : (Liyuan, s. d.)	88
Figure 2.18 : Vue en plan d'une centrale single-shaft avec une proposition d'intégration du système BESS	89
Figure 2.19 : Topologie du réseau d'un contrôleur hybride.	90
Figure 2.20 : Unifilaire et caractéristiques utilisées pour l'étude load flow et l'étude de court-circuit.	91
Figure 2.21 : Résultats de l'étude load flow lors d'une trop forte consommation auxiliaire	92
Figure 2.22 : Résultats de l'étude load flow lors d'un black start	93
Figure 3.1 : Variation de la tension d'une cellule à la suite d'une sollicitation de courant	100
Figure 3.2 : Synthèse du modèle électrochimique de Newman proposé par (A.Li, 2013)	102
Figure 3.3 : Modèle SPM-1E	105
Figure 3.4 : Réponses exacte et approchées de la fonction de transfert de diffusion sphérique.	110
Figure 3.5 : Courbes de décharge typiques à courant constant, et zones dédiées pour l'extraction des paramètres du SPM-1E.	111
Figure 3.6 : Courbes de décharge à courant constant d'une cellule LTO de 40 Ah.	113
Figure 3.7 : Estimation des surtensions des cellules LTO de 40 Ah	114
Figure 3.8 : Valeur du courant d'échange $I_0 = f(y_{surf})$	115
Figure 3.9 : Amélioration du modèle SPM-1E	115
Figure 3.10 : 1) Profil de stabilité angulaire dynamique, 2) Profil de réponse en fréquence hybridée, 3) Profil de blackstart.	116
Figure 3.11 : Comparaison entre les courbes expérimentales et modélisées à a) I_0 constant et à b) $I_0 = f(Cs)$ sur la cellule LTO 40 Ah.	117
Figure 3.12 : Différence de tension entre les tests expérimentaux et le modèle de simulation pour des décharges à courant constant	118
Figure 3.13 : Estimation des surtensions des cellules LFP de 38 Ah	119
Figure 3.14 : Comparaison entre les courbes expérimentales et modélisées à a) I_0 constant et à b) $I_0 = f(Cs)$ sur la cellule LTO 38 Ah.	119
Figure 3.15 : Comparaison entre les courbes expérimentales et modélisées à a) I_0 constant et à b) $I_0 = f(Cs)$ sur la cellule NMC 5C/3C 40 Ah.	120
Figure 3.16 : a) Mesure de la tension et b) Différence de tension entre le test expérimental et la simulation du modèle pour les profils 1,2 et 3 de la cellule LTO 40 Ah.	122
Figure 3.17 : Reconstitution de l'OCV à l'aide de différentes courbes de décharge	123
Figure 3.18 : Comparaison entre l'expérience et des modèles SPM-1E d'une cellule LTO utilisant différentes OCV reconstruites à l'aide de différents courants	124
Figure 3.19 : Comparaison entre l'expérience et des modèles SPM-1E d'une cellule LTO utilisant différents Q_{cell}	126
Figure 3.20 : Comparaison entre l'expérience et des modèles SPM-1E d'une cellule LTO utilisant différents τ_s	127
Figure 3.21 : Comparaison entre l'expérience et des modèles SPM-1E d'une cellule LFP utilisant différents $r\Omega$	127
Figure 4.1 : Bilan des méthodologies de dimensionnement pour les BESS. Source : (Y.Yang, 2018)	132
Figure 4.2 : Logigramme de la méthodologie de dimensionnement.	134
Figure 4.3 : Résultats, de notre cas d'étude à 5 ans, obtenus à l'aide de la méthodologie de dimensionnement	136
Figure 4.4 : Stratégie de gestion du système hybride	139
Figure 4.5 : Régulation du BESS pour un service de réponse primaire hybride	139
Figure 4.6 : Gestionnaire d'énergie de la stratégie proposée	140
Figure 4.7 : Gestionnaire des services prioritaires de la stratégie proposée	141
Figure 4.8 : Exemple de fonction d'appartenance de l'état charge d'une batterie	142
Figure 4.9 : Fonctions d'appartenance des entrées et de la sortie du gestionnaire flou	144
Figure 4.10 : Graphe opérationnel du gestionnaire flou	145
Figure 4.11 : Ecran HMI d'une centrale hybride	147
Figure 4.12 : Ecran HMI d'une centrale hybride	148
Figure 4.13 : Ecran HMI d'une centrale hybride	148

Figure 4.14 : Analyse des gains d'une réponse primaire hybride sur l'année étudiée	150
Figure 4.15 : Paramètre ζ de la frontière floue des fonctions d'appartenance de l'état de charge	151
Figure 4.16 : Résultats de l'optimisation génétique du stockage hybride modélisé sur une période annuelle	152
Figure 4.17 : Vue X-Y et X-Z de la figure 4.16	153
Figure 4.18 : Résultats de l'optimisation génétique du stockage hybride modélisé sur une période journalière	155
Figure 4.19 : Structure du convertisseur AC/DC	156
Figure 4.20 : Schéma récapitulatif du système et de la structure de contrôle envisagée	157
Figure 4.21 : Gabarit de puissance en fonction d'une chute de tension réseau.	158
Figure 4.22 : Gabarit de puissance en fonction d'une hausse de tension réseau.	158
Figure 4.23 : Grandeurs caractéristiques lors d'un fonctionnement de l'onduleur à un SoC de 50%.	159
Figure 4.24 : Analyse de Fourier du courant DC de la batterie	159
Figure 4.25 : Grandeurs caractéristiques lors d'un fonctionnement dégradé de l'onduleur à un SoC de 50%.	160
Figure 4.26 : Grandeurs caractéristiques lors d'un fonctionnement de l'onduleur à un SoC de 95%.	160

Table des tableaux

<i>Tableau 1.1 : Comparatif des grid codes de différents pays européens</i>	<i>28</i>
<i>Tableau 1.2 : Caractéristiques des différents types de sources de flexibilité.....</i>	<i>29</i>
<i>Tableau 1.3 : Caractéristiques d'une centrale 9FB (alternateur et excitation).....</i>	<i>35</i>
<i>Tableau 1.4 : Caractéristiques d'une centrale 9FB (turbines et chaudière).....</i>	<i>35</i>
<i>Tableau 1.5 : Recensement des normes en vigueur pour les systèmes distribués.....</i>	<i>50</i>
<i>Tableau 1.6 : Recensement des brevets en vigueur pour les systèmes distribués.....</i>	<i>52</i>
<i>Tableau 2.1 : Services réalisables par un cycle hybride</i>	<i>61</i>
<i>Tableau 2.2 : Résultats de la simulation court-circuit</i>	<i>75</i>
<i>Tableau 2.3 : Résultats de la simulation analyse harmonique (vert : norme respectée, rouge : norme non respectée).....</i>	<i>81</i>
<i>Tableau 2.4 : Caractéristiques techniques des services.....</i>	<i>83</i>
<i>Tableau 2.5 : Matrice de mutualisation</i>	<i>84</i>
<i>Tableau 2.6 : Comparaison de différentes technologies de batterie li-ion pour notre cas d'étude.....</i>	<i>87</i>
<i>Tableau 3.1 : Coefficients de la fonction de transfert approximative de Padé jusqu'à l'ordre 4.....</i>	<i>108</i>
<i>Tableau 3.2 : Fiche technique de la cellule LTO.....</i>	<i>113</i>
<i>Tableau 3.3 : Erreur entre le modèle et l'expérience lors de décharges à courant constant de la cellule LTO 40 Ah</i>	<i>118</i>
<i>Tableau 3.4 : Configuration du modèle pour une batterie LFP de 38 Ah.....</i>	<i>119</i>
<i>Tableau 3.5 : Erreur entre le modèle et l'expérience lors de décharges à courant constant de la cellule LFP 38 Ah</i>	<i>120</i>
<i>Tableau 3.6 : Configuration du modèle pour la batterie NMC 5C/3C de 40 Ah</i>	<i>120</i>
<i>Tableau 3.7 : Erreur entre le modèle et l'expérience lors de décharges à courant constant de la cellule NMC 5C/3C 40 Ah.....</i>	<i>121</i>
<i>Tableau 3.8 : Évaluation du modèle SPM-1E à l'aide de profils</i>	<i>122</i>
<i>Tableau 3.9 : Erreur relative moyenne de la comparaison entre l'expérience et les modèles SPM-1E d'une cellule LTO utilisant différentes OCV reconstruites à l'aide de différents courants.....</i>	<i>124</i>
<i>Tableau 3.10 : Calcul de différents couples Qcell - τ_s de la cellule LTO</i>	<i>125</i>
<i>Tableau 4.1 : Résultats économiques de notre cas d'étude obtenus à l'aide de la méthodologie de dimensionnement.....</i>	<i>135</i>
<i>Tableau 4.2 : Contraintes et paramètres de la stratégie de gestion d'énergie</i>	<i>143</i>
<i>Tableau 4.3 : Résultats de l'optimisation génétique sur les données annuelles</i>	<i>153</i>
<i>Tableau 4.4 : Résultats de l'optimisation génétique sur des données journalières.....</i>	<i>155</i>

Introduction générale

L'énergie, sous toutes ses formes, est liée au développement économique moderne. En effet, son utilisation intensive a commencé à la révolution « thermo-industrielle » du XIXe siècle à l'aide de moteurs thermiques. L'énergie thermique a eu de grands développements et améliorations lors des guerres mondiales, notamment la première grande guerre mécanisée (1914 - 1918). Quant à elle, la deuxième guerre mondiale va permettre la triste utilisation de l'énergie nucléaire avec le projet Manhattan et le bombardement d'Hiroshima et de Nagasaki. L'énergie électrique, connue avec la foudre depuis la préhistoire, a eu son expansion industrielle à la fin du XIXe siècle avec les communications, le stockage électrochimiques ou même les génératrices d'électricités (G.Carbonnier & J.Grinevald, 2011). Depuis l'homme n'a cessé d'utiliser l'énergie, allant jusqu'à se créer une certaine accoutumance et dépendance pour répondre à ses besoins et continuer son développement économique. L'un des derniers exemples en date est la modernisation du travail à l'aide de l'informatique où l'électricité devient irremplaçable.

Depuis les premiers sommets écologiques, à savoir 1972 – Conférence de Stockholm ou 1987 – Rapport de Brundtland, il y a une prise de conscience au rang international qui prône une satisfaction de ses besoins sans compromettre la capacité des générations futures à satisfaire leurs propres besoins (définition du développement durable). Cela a pour conséquence la création du principe pollueur-payeur, de certains objectifs environnementaux et d'une consommation-production énergétique différente (Liberation, 2009). En effet, avec une croissance démographique mondiale exponentielle, on pourrait s'attendre à une consommation électrique exponentielle. Cependant, comme le note EDF la consommation mondiale n'a augmenté que de 25 % en 8 ans. En France, malgré une consommation qui a doublé en 50 ans, depuis 2010 elle stagne et n'augmente plus. Cela est expliqué par une modification du tissu industriel français ou même des effets de la maîtrise de la consommation. Cette énergie est produite par diverses filières, comme le nucléaire, l'hydraulique, le charbon, le gaz, le photovoltaïque et l'éolien. Par exemple en 2018, nous avons consommé 478 TWh, produit 549 TWh et exporté 60 TWh. La répartition de la production par filière ou communément appelé le mix énergétique est de 70% de production nucléaire, 12,4% d'hydraulique, 7,2% de thermique et 7% de renouvelables.

Ce mix énergétique évolue vers une décarbonisation de la production électrique. En effet, lors de la conférence sur le climat à Paris, les gouvernements participants ont accepté une décarbonisation de leurs économies de 80 à 95 % d'ici 2050. Concernant l'énergie électrique, ce sont les gestionnaires du réseau (RTE), mandaté par le gouvernement, qui assurent le mix énergétique en choisissant les sources de productions et la répartition des flux de puissance. En conséquence de la COP21, leur tendance est de valoriser les sources de production décarbonées (éolien, photovoltaïque ou même nucléaire) et de tendre vers une amélioration du rendement énergétique via une réduction des pertes ou une modernisation du réseau. Le triple objectif, imposé aux pays de l'union européenne et appelé « Energy Trilemma », consiste en une transition des systèmes de production centralisés vers des systèmes renouvelables décentralisés, une digitalisation du système pour des consommateurs plus « smart » et finalement un marché unique de l'électricité européen augmentant la stabilité et unifiant le prix européen de l'énergie.

L'intégration en masse de sources renouvelables se traduit par une diminution de l'inertie du réseau et donc une instabilité croissante de ces réseaux. L'inertie du réseau est l'énergie rotationnelle stockée dans les génératrices tournantes (synchrones et asynchrones) qui va naturellement être délivrée et lutter contre une variation rapide de la fréquence du réseau. Cependant, les énergies renouvelables de type éolienne ou marémotrice sont souvent découplées du réseau à l'aide de convertisseurs statiques et ne participent pas au système

inertiel. Pour compenser cette perte en inertie, les gestionnaires sollicitent des sources de flexibilité qui ont des réserves ajustables à la hausse comme à la baisse pour maintenir l'équilibre. Ces sources de flexibilités peuvent être des sites de production synchrone conventionnel, des systèmes de stockages, les consommateurs, etc. L'amélioration de la flexibilité est un enjeu majeur de la transition énergétique pour assurer l'accès et la qualité de l'énergie électrique. En outre, elle permet la création de nouveau marché ou même l'intégration de nouvelles ressources. Actuellement, les sources de flexibilités de la production restent principalement les centrales hydro-électriques et les centrales thermiques. L'opérabilité de ces centrales, surtout des unités thermiques, commencent à être modifiée devenant des unités de production ponctuelle (« peaking units ») et non plus des unités de production permanente (« baseload units »). Leur rentabilité est, dès lors, fortement liée aux services de flexibilité appelés services auxiliaires et à leurs capacités d'ajustement de la puissance active ou réactive. Afin d'augmenter l'opérabilité et la flexibilité des centrales thermiques, certains constructeurs ont imaginé hybrider la centrale avec un stockage électrochimique.

Dans ce contexte, l'objet de la thèse est d'évaluer l'amélioration de l'opérabilité des centrales électriques par l'intégration d'un système de stockage d'énergie.

Les objectifs de cette recherche consistent à décrire certaines fonctionnalités du système hybride, à évaluer le comportement de différentes technologies de stockage électrochimique afin de définir la technologie la plus adaptée, ainsi que de proposer une stratégie de contrôle permettant le dimensionnement et le fonctionnement optimal du système hybride. Ce travail est mené dans un site de production appelé un cycle combiné qui comprend une ou plusieurs turbines à gaz et une turbine à vapeur couplées à des alternateurs connectés au réseau de distribution d'électricité.

Ce manuscrit de thèse aborde ces objectifs en quatre parties :

1. L'évolution de la production, autrement dit, l'opérabilité actuelle des centrales face aux mix énergétiques

Le premier chapitre présente une étude bibliographique sur les réseaux électriques et leurs sources de flexibilités. Les principaux acteurs du marché de l'électricité ainsi que les mécanismes de stabilisation permettent d'introduire ce chapitre. Puis une description des cycles combinés (fonctionnement, maintenance et opérabilité) et des stockages électrochimiques distribués (équipements et marché actuel) est présentée. Finalement, une discussion sur l'hybridation et les enjeux de cette hybridation seront discutés dans la dernière partie.

2. Analyses des services liés à l'intégration d'un stockage électrochimique dans un cycle combiné

Avec l'expérience de General Electric, une liste non-exhaustive de services est proposée et triée en deux groupes, le premier concernant l'amélioration des services réseaux et le deuxième, concernant l'amélioration de la conception de la centrale. Pour certains services dont la rentabilité n'est pas évidente, des simulations sont réalisées afin d'évaluer des critères de performances du système hybride. Ensuite une méthodologie de mutualisation est utilisée afin de construire la spécification technique préliminaire du système et de le pré-dimensionner.

3. Modélisation électrochimique d'une cellule lithium-ion en vue de l'intégration dans un cycle combiné

Afin de dimensionner le système, un modèle d'une cellule li-ion est créé à partir des équations électrochimiques du modèle de Newman et du modèle simple grain. Il a été créé pour être configurable à partir de courbes de décharges et de données constructeurs. Finalement, une évaluation du modèle sur des essais réels de trois types de batterie différentes (LTO, NMC et LFP) est présentée.

4. Dimensionnement et gestion énergétique du système de stockage

Dans la quatrième et dernière partie, deux méthodologies complémentaires sont présentées. La première utilise le modèle électrochimique simple grain à une électrode, présenté dans la partie précédente, pour un dimensionnement fin du système de stockage. La deuxième méthodologie utilise une stratégie de gestion du BESS et optimise ces paramètres à l'aide d'un algorithme génétique. Finalement, le contrôle est aussi étudié au niveau du convertisseur en prenant en compte certaines limitations.

En conclusion de ce manuscrit, une synthèse est présentée sur les différentes études et travaux menées avec une discussion sur les perspectives envisagées pour ce système hybride.

Notons que ce mémoire a été réalisé lors d'une thèse CIFRE en collaboration avec General Electric (Belfort), le laboratoire GREEN de Nancy et le projet européen H2020 appelé FlexiTranStore.

Chapitre 1 :

L'évolution de la production, autrement dit, l'opérabilité actuelle des centrales face au mix énergétique

1. Introduction

Le réseau électrique a pour fonction d'assurer la fourniture en énergie électrique à chacun des consommateurs. Cette énergie se transporte à différents niveaux de tension triphasée et à une fréquence propre (50 Hz en France). Elle a des critères de qualité qui dépendent essentiellement de la forme d'onde de la tension (amplitude, fréquence, distorsion ou déséquilibre des phases). Sa stabilité est maintenue continuellement par les alternateurs distribués, essentiellement synchrones, qui ont pour but de maintenir la tension à ses valeurs nominales. Par exemple, la déviation de la fréquence indique un déséquilibre entre la production et la demande. En effet, à l'aide du principe fondamental de la dynamique, on s'aperçoit que l'amplitude de la déviation de fréquence, autrement dit de la vitesse de la machine ω_m pour les alternateurs synchrones, va dépendre du couple mécanique de la turbine T_m (production) et du couple électrique T_e (consommation) :

$$J \cdot \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e \quad (1.1)$$

Il est intéressant de noter que l'inertie des machines, J , permet de ralentir naturellement la déviation en fréquence. Cette énergie inertielle stockée dans les génératrices, lutte naturellement et transitoirement contre les fluctuations de vitesse. La différence entre les couples mécanique et électrique étant toujours non nulle, il faut réajuster en permanence l'équilibre à l'aide des sources de production, ou inversement de certains délestages de consommateurs dans les cas extrêmes.

L'un des enjeux actuel et futur de la stabilité des réseaux électriques concerne la pénétration de sources renouvelables (EnR), définie comme le rapport entre la puissance EnR installée et la demande maximale. Cette pénétration va d'une part, produire plus de déséquilibre entre la production et la consommation à cause de l'intermittence des sources et, d'autre part, réduire l'inertie du réseau en réduisant les masses inertielles tournantes, sans pour autant les remplacer. Pour assurer une stabilité future identique à celle d'aujourd'hui, il est nécessaire d'améliorer la flexibilité, telle que définie par le gestionnaire de réseau de transport (GRT) belge comme étant : « la capacité du système à réagir à des changements imprévisibles et prévisibles du réseau tout en assurant la sécurité, la fiabilité et l'efficacité » (ELIA, 2017a). Cette flexibilité du réseau électrique est assurée par des centrales thermiques, des centrales hydroélectriques ou même des délestages de consommateurs qui sont rémunérés lors de la participation à ce service. Depuis une dizaine d'années, plusieurs études ((G.M.A.Delille, 2011), (G.Fitzgerald *et al.*, 2015), (C.Christiansen *et al.*, 2015), (A.S.Sidhu *et al.*, 2017))) proposent des BESS (Battery Energy Storage System) de quelques MW à quelques dizaines de MW comme source de flexibilité. Ces systèmes ont amélioré leur viabilité, grâce à la chute des prix des batteries Li-ion, et commencent à concurrencer les solutions traditionnelles.

Une solution innovante proposée par les constructeurs de centrales thermiques est d'y intégrer un système de stockage qui permettra des améliorations concernant l'opérabilité, les performances dynamiques et la stabilité électrique. Ce système hybride, intégrable autant sur les nouvelles unités que les unités existantes, aura l'avantage de limiter le déploiement de nouvelles flottes de machines tournantes, et surtout de réemployer l'actuelle en la modernisant.

Pour étudier cette intégration, il nous faut comprendre le fonctionnement des réseaux électriques et de la centrale mais aussi faire un état des lieux des freins et des leviers à cette intégration. Les objectifs que l'on s'est fixés dans ce chapitre sont alors : 1/ de présenter une analyse des différents acteurs du réseau électrique, de la centrale de production et des stockages électrochimiques ; 2/ de comprendre les contraintes liées à cette hybridation à l'aide d'une étude des offres de marchés.

Ce chapitre est composé en quatre parties pour répondre à ces objectifs :

- La production électrique et ses mécanismes d'ajustement : le marché actuel de l'électricité est en pleine mutation. Il est influencé par les productions intermittentes renouvelables, par une fluctuation importante du prix de l'électricité, une consommation plus variable et par conséquent une complexification rapide. Ce sont cette complexification et ces mécanismes qui seront analysés.
- L'opérabilité actuelle d'un cycle combiné : le cycle combiné est une centrale thermique à haut rendement, à basses émissions mais avec une flexibilité moindre. Ceci résulte de l'utilisation de deux cycles thermodynamiques. L'amélioration de sa flexibilité à l'aide d'un système électrochimique lui permettra d'être plus compétitive.
- L'intégration de nouvelles technologies de stockage pour la flexibilité du réseau : les stockages électrochimiques distribués (BESS) sont en plein essor. Un état de l'art sur ces équipements afin de comprendre leurs différentes contraintes ou leur marché est nécessaire et proposé dans cette partie.
- Une proposition d'hybridation des constructeurs de turbine à gaz (TG) pour améliorer l'opérabilité : cette partie présente un état des lieux sur ce qui a déjà été proposé comme hybridation à l'aide de brevets, articles scientifiques ou articles de presse. Cette analyse permettra également de définir les intentions et les enjeux d'une centrale hybride.

De plus, une analyse préliminaire menée par General Electric sur certaines technologies de stockage (batterie au plomb, batterie lithium, volant d'inertie, supercondensateur...) a orienté les travaux de cette thèse exclusivement vers les accumulateurs lithium-ion.

2. La production électrique et ses mécanismes d'ajustement

2.1. Les acteurs du marché de l'électricité français

Historiquement, l'état français a créé Electricité de France, EdF, en 1946 pour reconstruire le réseau français après les dégâts de la guerre, en interconnectant différents réseaux de distribution électrique présents sur le territoire (EDF, 2019). En 25 ans, EdF a mis en place une structure de réseau électrique quasiment inchangée encore aujourd'hui. Cette structure est décrite par de nombreux documents comme (G.M.A.Delille, 2011), (C.Cany, 2017), (E.G.Silva, 2017), (M.Cosson, 2016), etc). Organisée en fonction des niveaux de tension, la structure comprend deux réseaux d'interconnexion ; le réseau de transport de l'électricité, qui relie les sites de production centralisés aux postes de transformation HTA/HTB à l'aide d'une tension supérieure à 50 kV, et le réseau de distribution d'électricité, qui relie les postes de

transformation HTA/HTB aux consommateurs. Depuis 2007 et l'ouverture du marché à la concurrence, seul le réseau de transport et de distribution reste régulé par l'état mais mis en œuvre par deux nouvelles entités, RTE pour le réseau de transport et ENEDIS pour le réseau de distribution. La production et la vente d'électricité se fait principalement à l'aide d'une bourse européenne (EPEX SPOT) ou des contrats bilatéraux (C.Cany, 2017). La figure 1.1 proposée par (G.M.A.Delille, 2011) dans sa thèse présente la complexité actuelle du marché de l'électricité avec les interdépendances entre les différents acteurs.

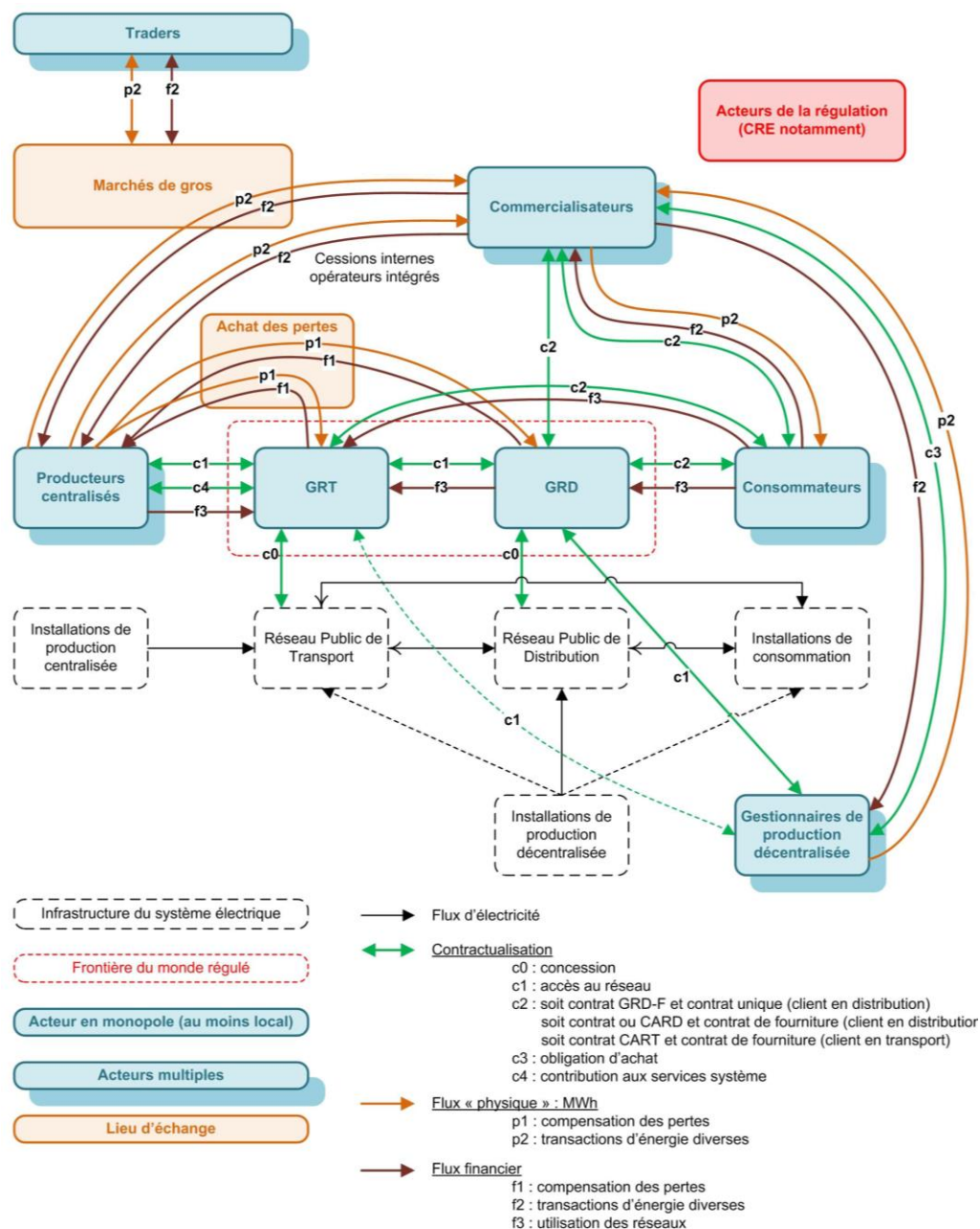


Figure 1.1 : Représentation du système électrique. Source (G.M.A.Delille, 2011)

2.1.1 Le Gestionnaire de Réseau de Transport français

Le GRT, Gestionnaire de Réseau de Transport, a pour mission d'assurer le transport de l'énergie vers le réseau de distribution et de gérer les interconnexions entre les différents pays tout en maintenant une certaine qualité, sûreté et sécurité. Il est financé par le TURPE (Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité) et contrôlé par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE). Le gestionnaire utilise, agrandit et entretient un réseau que l'on peut

subdiviser en deux parties, le réseau de grand transport (400 kV ou 225 kV) où sont connectés les producteurs supérieurs à 250 MW et le réseau de répartition (90 kV ou 63 kV) où sont connectés les plus gros consommateurs français. La qualité, la sûreté et la sécurité sont assurées via des services, nommés services auxiliaires, imposés par le GRT aux acteurs du marché. Finalement, le GRT a l'obligation de mettre en œuvre la loi du 17 août 2015 relative à la transition Énergétique pour la croissance Verte, qui impose une production « bas carbone », des consommations maîtrisées et la forte introduction d'EnR dans la production. En Europe une entité, appelée ENTSO-E, a été créée pour accorder les exigences techniques des services systèmes des différents pays membres et uniformiser les prix des différents marchés. Le but étant de converger vers un réseau européen unique et normalisé qui gagne en inertie et qui renforce les capacités de secours mutuel entre les pays. Il est souvent mentionné comme étant le gestionnaire de réseau européen.

2.1.2 Le Gestionnaire de Réseau de Distribution français

Le GRD, Gestionnaire de Réseau de Distribution, assure la distribution d'énergie aux consommateurs. Cette distribution est assurée par ENEDIS (à 95%) ou par des régies locales de distributions. Le réseau est aussi subdivisé en deux parties, le réseau moyenne tension à 20 kV (HTA) où sont connectés environ 100 000 clients, et le réseau basse tension (BT) à 400 V qui alimente les particuliers (plus de 35 millions). D'après (RTE, 2017b), 27 GW de petits producteurs décentralisés (<250 kVA) essentiellement EnR sont connectés au réseau de distribution en 2017. Le GRD doit lui aussi assurer la qualité, sécurité et sûreté de l'énergie à ces clients. Pour réguler la stabilité autour du point nominal, il dispose principalement de moyens statiques employés lors des études de raccordement (ajustement de la consigne des régulateurs en charge, modification du rapport de transformation hors charge, etc) ou de moyens dynamiques employés lors de l'exploitation (les régulateurs en charge des transformateurs, des bancs de condensateurs ou une variation de la consigne $\tan(\varphi)$) (M.Cosson, 2016). A noter, que ces réglages doivent se faire localement et donc à répétition et à faible coût.

2.1.3 Les acteurs économiques et les producteurs centralisés français

L'un des derniers acteurs du réseau électrique est un acteur économique qui achète l'énergie sur le marché de l'électricité et revend aux clients à l'aide d'un contrat de fourniture. Comme défini par RTE, ces prix, appelés prix spot, sont établis sur le marché de l'électricité, appelé marché de gros, par les bourses le jour J pour le lendemain. L'ouverture du marché à la concurrence en 2007 a permis la création de cette nouvelle activité afin de provoquer une potentielle baisse des prix. En 2011, (G.M.A.Delille, 2011) recense environ 180 commercialisateurs. Les volumes d'énergie électrique du marché de gros sont proposés à l'avance par les producteurs centralisés, qui regroupent essentiellement les centrales de production supérieure à 10 MW. Ces offres peuvent être achetées par les commercialisateurs d'un an à l'avance jusqu'à la veille. La précaution de l'achat anticipé permet de s'affranchir de la variation aléatoire du prix spot pour les commercialisateurs et de prévoir un planning des productions pour les gestionnaires et les producteurs centralisés. Ces producteurs sont composés des centrales nucléaires, thermiques (charbon et gaz), hydro-électriques et des parcs éoliens ou photovoltaïques.

2.2. Le mix énergétique d'aujourd'hui et de demain

En France, il est imposé aux gestionnaires du réseau, par les articles L.111-22 et L.111-61 du code de l'énergie, de respecter un code de bonne conduite. Cette bonne conduite concerne la non-discrimination, l'objectivité, la transparence et la confidentialité dont l'application est vérifiée par la CRE. L'aspect intéressant pour les consommateurs, comme chacun de nous, est la transparence qui va permettre à « un interlocuteur du gestionnaire de réseau de connaître tous les éléments sur la base desquels celui-ci gère sa relation notamment contractuelle »

comme expliqué sur le site de la CRE. Tout citoyen a donc accès aux données concernant la production, la consommation, aux mécanismes de rémunérations, aux différents contrats, etc. En France, ces données, présentées dans le paragraphe 2.2.1, sont disponibles soit sur le site éCO₂Mix, soit directement sur le site de RTE. Il en est de même pour tous les pays européens qui vont mettre à disposition toutes ces informations sur internet. Ces informations du marché européen de l'électricité doivent être utilisées comme un outil de gestion de l'énergie par les consommateurs, afin d'optimiser leurs factures et leur consommation. Les gestionnaires, quant à eux, l'utilisent pour motiver et orienter les possibles investisseurs. RTE se laisse la possibilité de solliciter les sources de production les moins chères, c'est-à-dire les EnR et autres types de production non régulée, puis les centrales nucléaires et enfin les centrales avec des ressources non-renouvelables (gaz, fioul, charbon, etc). Ce choix de préséance économique est connu sous le nom « merit order ».

Pour l'analyse de l'intégration d'un BESS dans une centrale cycle combiné, il est intéressant de comprendre les choix de production et de réserves réalisées dans les différents pays européens (voir figure 1.2 pour la France) afin de mieux répondre aux futurs problèmes de stabilité. Le choix de la France, l'Allemagne, l'Angleterre et la Belgique a été réalisé pour cette analyse car ils présentent des volumes, des ressources et des choix d'opérabilités variés. Les données mentionnées ci-dessous ne présentent pas forcément des tendances mais présentent un état des lieux actuel, il est fortement conseillé de relire les références citées par la suite pour comprendre les évolutions envisagées.

2.2.1 Le mix français

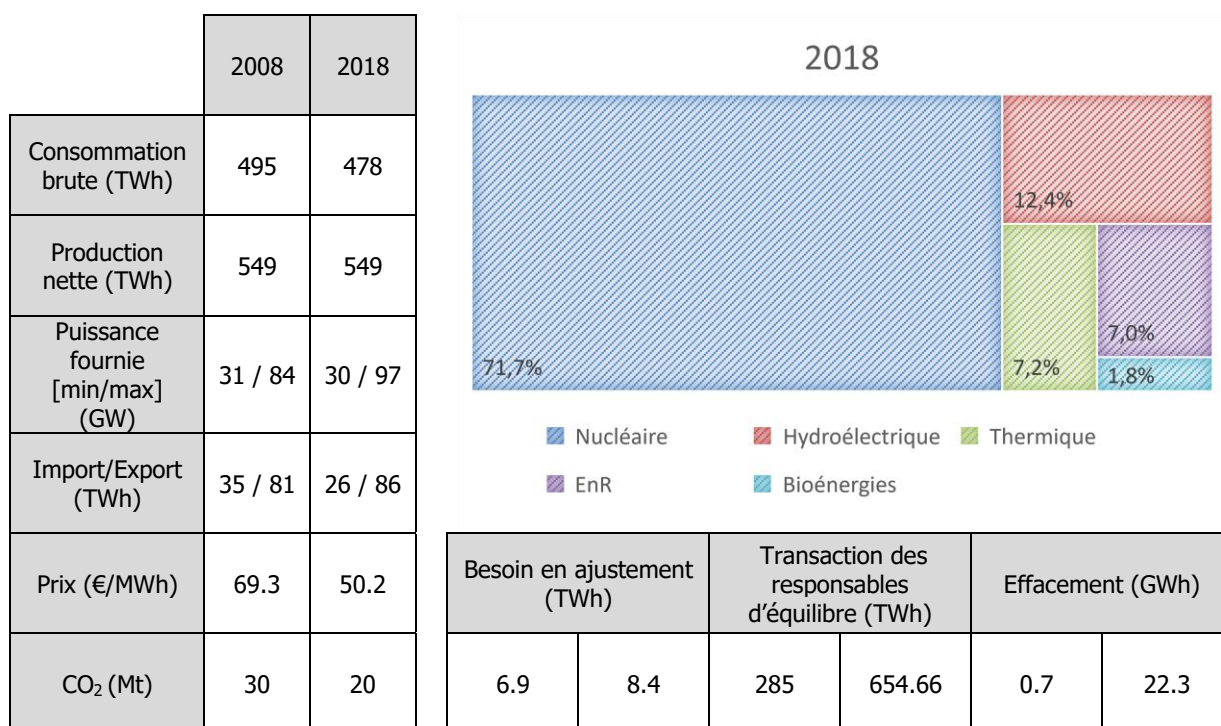


Figure 1.2 : Données du mix énergétique en France en 2008 et 2018. Source : Bilan énergétique RTE

Depuis une quinzaine d'années, la consommation et la production électrique française se stabilisent entre 470 TWh et 530 TWh. RTE attribue cela à une meilleure maîtrise de la consommation malgré une intensification du nombre d'appareils électriques. Cependant, on constate une augmentation de 15% de la pointe de consommation due entre autres aux vagues de froid et un creux de production stable à 30 GW. De la même façon, le solde des échanges d'électricité (énergie exportée – énergie importée) semble avoir augmenté de 20% en une dizaine d'année, ce qui confirme la tendance d'un réseau européen plus interconnecté.

Concernant le prix de gros de l'électricité, une attention particulière doit être portée sur ces chiffres (50 €/MWh). En effet, les événements politiques, économiques ou mêmes sociaux ont un impact non négligeable. Certains exemples peuvent être, en 2008, le choc pétrolier, en 2010, le moratoire sur la sortie nucléaire de l'Allemagne, les prix négatifs dus aux fêtes de Noël de 2012, et, sans oublier l'exemple actuelle, le Covid19 (Huet, 2020).

La France, ayant investi énormément dans le nucléaire depuis les années 1970, a des difficultés à réduire cette part avec une production constante supérieure à 70%. Malgré cela, la tendance semble être en train de diminuer (6% en 10 ans). Inversement, il est important de noter une hausse de 5% des EnR avec une puissance installée 7 fois plus importante qu'en 2008. La filière des centrales thermiques, avec la fin d'exploitation des quatre dernières centrales à charbon de France (Cordemais, Le Havre, Gardanne et Saint-Avold) prévue en 2020, n'utilisera dorénavant plus que des turbines à combustion ou des cycles combinés. Ce changement d'exploitation des centrales à charbon correspond à la chute des émissions de CO₂, très marquée en 2014, et varie depuis proportionnellement à l'activité des cycles gaz. Les sources de production hydraulique fluctuent, en fonction des précipitations, autour de 11% de part de la production totale.

Pour mesurer la flexibilité, RTE met en avant 3 chiffres qui sont les volumes du mécanisme d'ajustement, les transactions des responsables d'équilibre et les effacements. Les volumes d'ajustements varient de 15% selon les années mais restent autour d'une moyenne de 7.6 TWh depuis 2008. Cette source de flexibilité, qui permet de rééquilibrer le réseau en cas d'incident (réserve tertiaire comme expliqué au paragraphe 1.3), a atteint un volume suffisant. C'est sur les deux autres moyens de flexibilité qu'on note un besoin de RTE. Les transactions des responsables d'équilibre, qui permettent une gestion et une vente de la capacité en temps réel et au plus proche de l'instabilité, ont triplées et le délestage de gros consommateurs, appelé effacement par RTE, a augmenté exponentiellement en volume ou en utilisations comme l'atteste (RTE, 2018). Un autre événement majeur concernant la flexibilité est la tentative d'harmonisation au niveau européen du marché des réserves activables immédiatement et automatiquement suite à une déviation de fréquence. Ce regroupement à l'aide de la même plateforme « Regelleistung » permet d'augmenter la concurrence et donc la possible réduction des coûts pour les GRT et d'ouvrir de nouvelles opportunités commerciales pour les fournisseurs de réserve.

2.2.2 Le mix britannique

L'exploitation d'une flotte de centrales insulaires va être complètement différente due aux contraintes qui lui sont liées (diminution des ressources, des interconnexions et de l'inertie). L'Angleterre, avec une faible capacité d'interconnexion de 6% avec la France, les Pays-Bas et la Belgique, en est un bon exemple. Sa production et sa consommation ont diminuées respectivement de 15% et de 12% entre 2008 et 2018 passant de 390 TWh à 330 TWh pour la production et de 370 TWh à 325 TWh pour la consommation. La diminution plus forte de la production est compensée par un solde importateur plus important d'environ 19 TWh en 2018. De plus, on peut noter des pertes élevées d'environ 7,5% de l'énergie transitée sur l'île (à comparer à 2% en France).

Le mix énergétique a beaucoup évolué en 10 ans, diminuant de plus de 25% la part de la production des centrales à charbon, de 5% la part des centrales à gaz, augmentant l'import (2.5%) et bien entendu les EnR (25%). Le mix est aujourd'hui principalement composé de centrales thermiques à gaz (37%), d'EnR (30%), de nucléaire (19%), d'import (5%) et de charbon (5%). De plus avec la décision de réduire la part de nucléaire, National Grid (GRT britannique) est obligé d'augmenter l'utilisation des centrales à gaz en remplaçant peu à peu les centrales à charbon. Dans cette logique de mix, les émissions de CO₂ ont eu une forte diminution avec l'arrêt du charbon mais restent élevées avec l'utilisation des centrales à gaz (65 Mt en 2018). Le prix moyen du marché était à 65 €/MWh en 2018 et fluctue énormément

(10% à 20%) sur la période 2008-2018 autour d'une moyenne de 55 €/MWh. Cette variation est due aux événements politiques anglosaxons (Brexit) mais aussi aux fluctuations des pays voisins qui lui fournissent soit de l'énergie soit les matières premières. Les données du mix énergétique présentées proviennent des rapports DUKES (« Digest of United Kingdom Energy Statistics ») écrit par le « department for business, energy & industrial strategy » pour le mix énergétique, de la bourse N2EX (bourse anglo-saxonne équivalente à l'EPEX) pour les prix du marché.

2.2.3 Le mix belge

En 2018, la Belgique a consommé plus d'énergie qu'elle n'en a produit. Sa consommation stagne (autour de 83 TWh) cependant sa production a chuté d'environ 15% sur la même période (69 TWh en 2018). L'énergie manquante est importée des pays alentour et constitue une part non négligeable de l'énergie transitée dans le pays (20%). Le mix énergétique est constitué principalement de centrales nucléaires (31%), de centrales thermiques (28%) et d'EnR (19%). Les pertes ont été estimées à 6% ce qui représente une part non négligeable mais reste inférieure à celle de l'Angleterre. Depuis 2016 avec l'arrêt de la centrale de Lagerlo, la production thermique belge ne contient plus que des centrales à gaz, ce qui a entraîné une forte diminution des émissions CO₂ (45% en 12 ans) avec 11 Mt produit en 2017. Cependant avec 30% de production thermique, ce chiffre reste élevé et semble stagner depuis 4 ans. Les données recueillies sont exclusivement celles de la Fédération Belge des Entreprises Electriques et Gazières (FEBEG) soutenue par le GRT Belge Elia.

2.2.4 Le mix allemand

La production de l'Allemagne est de 590 TWh en 2018 dont 48% produit par les centrales thermiques (23% de lignite, 14% de charbon et 11% de gaz), 36% par des EnR et 12% de nucléaire. Sa consommation, qui est de 520 TWh, a tendance à augmenter depuis une dizaine d'années. L'Allemagne étant le premier producteur de lignite au monde, elle utilise cette ressource à l'échelle nationale pour produire de l'électricité malgré une politique renouvelable assez forte. Le taux d'émissions de CO₂ produit est par conséquent élevé (285 Mt) malgré une baisse de production de 15% des centrales thermiques en 10 ans. Les échanges internationaux sont largement exportateurs (un peu moins de 8% en 2018) essentiellement les Pays-Bas, l'Autriche et la Suisse. Le prix de marché de l'électricité est de 44.5 €/MWh, ce qui est l'un des prix européens les plus bas avec la bourse d'échange Nordpool (bourse Scandinave équivalente à l'EPEX) qui est de 44 €/MWh.

Les solutions d'effacements, appelées « abschaltbare Lasten », mentionnées dans le rapport annuel (BNA, 2019) ont augmentées de 30% en 5 ans. Les réserves secondaire et tertiaire (§1.3) sont de moins en moins utilisées (30% en moins pour la secondaire et 50% pour la tertiaire). Cette philosophie rejoint celle proposée par le mix français, avec une préférence vers des solutions de délestage. Etant donné que l'Allemagne a 4 GRT différents (Amprion, Tennet, 50hertz et Transnet BW), les données sont regroupées sur une plateforme d'information de l'agence fédérale « Bundesnetzagentur » appelée SMARD. Les informations données ont été recueillies dans le « Monitoringbericht 2019 » par la même agence fédérale.

2.2.5 Conclusion sur l'Europe occidentale

Le mix énergétique de chaque pays est différent, il tient compte des ressources internes du pays, des choix politiques et des interconnexions. Une volonté prononcée de réduction d'émission CO₂ sur les quatre pays étudiés est clairement visible ainsi qu'une augmentation des réserves activables spontanément. Pour l'instant, la pénétration de sources renouvelables, qui augmente l'instabilité, est compensée en donnant plus de flexibilité aux acteurs de marché, en augmentant les capacités de délestages ou en harmonisant le marché des réserves. Cependant, chaque GRT prévoit son futur mix énergétique et produit des rapports pour informer les autres acteurs du marché de l'énergie. Par exemple, le rapport de RTE (RTE,

2017b) décrit les futures sources de flexibilité et de stockage françaises afin d'améliorer au maximum son bilan environnemental et économique. Les rapports produits par Elia (ELIA, 2017a), (ELIA, 2017b), (ELIA, 2018a) sont des rapports complets qui étudient les évolutions du mix énergétique belge mais aussi d'autres cas européens. La conclusion de chaque rapport est l'arrêt (hormis pour l'Allemagne) des centrales à charbon, le maintien de sa flotte nucléaire et, selon les scénarios plus ou moins écologiques, la construction ou la maintenance des centrales à gaz.

2.3. Les mécanismes de stabilité

Les services systèmes ou services auxiliaires visent à maintenir la fréquence et la tension dans leur plage nominale et à assurer l'acheminement de l'énergie aux consommateurs. Ces services sont fournis à la demande des GRT et sont la dernière sécurité avant l'interruption de la fourniture d'énergie. Chaque GRT est légalement contraint de constituer les mécanismes et les réserves de puissance et d'énergie pour assurer la stabilité. Par exemple, la norme française EN 50160 définit que la fréquence doit rester dans l'intervalle [49,5 ; 50,5 Hz], 99,5% du temps et [47 ; 52 Hz] 100% du temps. La plage de fonctionnement tolérée en France est définie comme étant à +/- 200 mHz, en dehors, toutes les réserves de puissance sont utilisées pour stabiliser la fréquence. Au Royaume-Uni, cette plage de fonctionnement est élargie à +/- 500 mHz à cause d'une inertie du réseau plus faible et donc une variation plus importante. Les conditions d'exploitation étant différentes dans chaque pays, il n'existe aucune uniformité entre les réglementations techniques, appelées « grid codes ». Ce sont uniquement les grands principes de régulations ou de « parades ultimes » qui sont communs (RTE, 2004). En Europe, une entité appelée ENTSO-E travaille à une normalisation des différents grid code européens.

Les quatre besoins majeurs que l'on décèle pour les réseaux actuels et futurs sont une maîtrise de la stabilité fréquentielle, de la stabilité angulaire, de la stabilité en tension et de la capacité à reconstruire le réseau en cas de panne généralisée (NGESO, 2017). Ces besoins sont à l'origine des services systèmes. Pour comprendre les principes de régulation, une petite étude présentée dans beaucoup de sources, comme (H.Moussa, 2017), est nécessaire. L'utilisation du modèle simplifié de la figure 1.3, nous permet de démontrer la corrélation entre, premièrement, la puissance active et la fréquence, et deuxièmement, la puissance réactive et la tension. Notons que la puissance active P et la puissance réactive Q produites par un alternateur synchrone de tension V_i transitent vers un réseau parfait de tension V_0 à travers une impédance de ligne $Z_i = R_i + j.X_i$. On obtient alors les équations suivantes :

$$|V_i|. \cos(\delta_i) = |V_0| + R_i \cdot i \cdot \cos(\theta_i) + X_i \cdot i \cdot \sin(\theta_i) \quad (1.2)$$

$$|V_i|. \sin(\delta_i) = -R_i \cdot i \cdot \sin(\theta_i) + X_i \cdot i \cdot \cos(\theta_i) \quad (1.3)$$

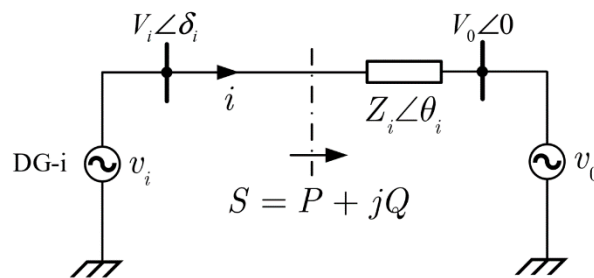


Figure 1.3 : Générateur de tension délivrant une puissance à un réseau infini. Source (H.Moussa, 2017)

Sous les hypothèses d'un réseau électrique européen essentiellement inductif ($R_i \ll X_i$) et d'une tension semblable entre deux nœuds proches ($V_i \approx V_0 \approx V$), nous obtenons les équations (1.4) et (1.5) :

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{V \cdot R_i \cdot i \cos(\theta_i) + V \cdot X_i \cdot i \sin(\theta_i)}{V^2} \quad (1.4)$$

$$\sin(\delta_i) \approx \frac{V \cdot X_i \cdot i \cos(\theta_i) - V \cdot R_i \cdot i \sin(\theta_i)}{V^2} \quad (1.5)$$

La puissance active P étant égale à $P = V \cdot i \cdot \cos(\theta_i)$ et la puissance active Q étant égale à $Q = V \cdot i \cdot \sin(\theta_i)$, on montre que l'angle de charge δ_i varie en fonction de la puissance active P , tandis que la différence de tension $\Delta V = V_i - V_0$ dépend principalement de la puissance réactive Q .

La mesure de la variation de la fréquence et celle du flux de puissance active de la ligne d'interconnexion permettent de corriger l'erreur de l'angle de charge comme l'explique (H.Saadat, 2010) ou (T.Wildi & G.Sybille, 2014). Cette erreur peut être modifiée et transformée en une consigne de puissance active pour rééquilibrer le système. Cette commande est généralement appelée statisme $f - P$ en fréquence. On remarque aussi que le signe de la puissance réactive dépend uniquement du signe de la différence de tension $V_i - V_0$. Les alternateurs étant généralement les sources de puissances réactives, ils sont surexcités c'est-à-dire $V_i - V_0 > 0$. Identiquement à la puissance active, on peut en conclure que le flux de puissance réactive peut être contrôlé à l'aide d'un statisme $U - Q$ en tension. Cet ajustement de consigne est réalisé par le système d'excitation de l'alternateur synchrone. Due à la forte impédance des lignes, une contrainte locale apparaît sur la tension et son soutien local via une zone voisine est fortement diminué à cause de la difficulté de transport de la puissance réactive. Les réserves en puissances active et réactive permettent de stabiliser, respectivement, les variations de fréquence ou de tension d'un réseau.

Concernant la déviation de la fréquence, l'énergie inertielle stockée dans les alternateurs et délivrée sous forme de puissance active est un autre moyen de lutter contre cette perturbation. Il est donc important d'avoir assez d'inertie pour limiter la variation instantanée de la fréquence appelée RoCoF en anglais (Rate of Change of Frequency) et permettre au réseau électrique d'être stabilisé par des réserves plus lentes, de l'ordre de quelques secondes voire minutes.

2.3.1 Régulation de la fréquence

La régulation de fréquence est en permanence assurée à l'aide de trois réserves, appelées réserve primaire, secondaire et tertiaire. La réserve primaire est locale, automatiquement délivrée en environ 30 secondes et doit maintenir la déviation de fréquence (« frequency containment »). La réponse secondaire est centralisée, automatiquement délivrée en quelques minutes (valeur qui diffère selon les pays) et doit rééquilibrer la fréquence à sa valeur initiale ainsi que les échanges de puissance transfrontaliers (« frequency restoration »). La troisième réserve est activée manuellement par le GRT au bout de 30 min et restaure les réserves en utilisant le mécanisme d'ajustement (« reserve replacement »). La réponse primaire est contrôlée à l'aide du statisme ou « droop control », en anglais, qui permet de répartir naturellement la puissance entre les machines du réseau. En effet, deux arbres mécaniques d'alternateur fournissant de l'énergie à un même réseau sont couplés électriquement. Leurs régulateurs de vitesse ne sont alors plus indépendants. Et lors d'une variation de charge, une des machines va forcément réagir plus vite que l'autre en fournissant plus de puissance alors que l'autre machine ne sera pas chargée. La solution est d'introduire un statisme dans leur commande défini par :

$$\delta(\%) = -\frac{\Delta f/f}{\Delta P/P} \cdot 100 \quad (1.6)$$

Chaque variation de fréquence va modifier la consigne de puissance du contrôleur de charge et lutter contre le déséquilibre entre la production et la consommation. La conséquence de cette régulation est la réservation permanente d'une puissance en limitant la machine à une valeur inférieure à sa capacité maximum. Sur le réseau français, au moment de la pointe (90 GW), « l'énergie réglante primaire » est de l'ordre de 10 000 MW/Hz. La rémunération de ce service est versée d'une part pour la capacité de réservation de la puissance (rémunération permanent autour de 7 €/MW/h en France) et d'autre part pour la réalisation du service lors d'une déviation de fréquence (rémunéré au prix spot).

La réserve secondaire va rétablir la fréquence à sa valeur d'origine à l'aide d'un dispatching automatique national qui va modifier les programmes de production des centrales de la zone instable pour compenser la chute de fréquence. Le but étant que seule la zone où a eu lieu l'incident compense la perte de production. Les puissances transitant entre les zones, information fournie par des capteurs de puissance placés aux frontières de chaque zone, ainsi que l'écart de fréquence, sont utilisés pour calculer la puissance à répartir. La rémunération est aussi versée grâce à la capacité de réalisation (9 €/MW/h) et à la réalisation (au prix spot).

Comme le montre le tableau 1.1, les différents pays ne sont pas harmonisés sur le format de la réponse à fournir :

Tableau 1.1 : Comparatif des grid codes de différents pays européens

		France	Grande Bretagne	Allemagne	Belgique
Réponse primaire	Début	30 sec	10 sec	30 sec	30 sec
	Fin	15 min	30 sec	15 min	15 min
Réponse secondaire	Début	133 ou 800 sec	30 sec	15 min	15 min
	Fin	Indéfini	30 min	1 h	30 min

Il faut parfois faire appel à un réglage tertiaire qui permet de réajuster les programmes de production et rétablir les marges nécessaires de réserves d'énergie primaire et secondaire, quitte à démarrer de nouveaux groupes de production.

2.3.2 Régulation de la tension

Le réglage de la tension est identique au réglage de la fréquence, avec des réserves primaire, secondaire et tertiaire en puissance réactive. Le réglage primaire est réalisé automatiquement par les contrôleurs de tension des alternateurs, AVR (Automatic Voltage Regulator), en quelques centaines de millisecondes. Le réglage secondaire reste un réglage automatique qui est de l'ordre de quelques minutes et qui a pour but de rééquilibrer un point pilote. Le point pilote est un point de tension qui assure une tension acceptable pour toute la zone lorsqu'il est maintenu. Et finalement le réglage de tension tertiaire qui est un réglage manuel du GRT et du GRD qui agit localement et essentiellement sur les transformateurs de distributions.

2.3.3 Régulation angulaire

Une dernière stabilité à assurer est le synchronisme des alternateurs qui consiste à les maintenir à une vitesse identique à la pulsation du réseau. Elle se divise en deux types de stabilité, la stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire) et la stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique) (H.Alkhatib, 2008). La stabilité transitoire doit maintenir le synchronisme suite à une sévère perturbation de type court-circuit. Cette stabilité dépend des caractéristiques dynamiques de l'alternateur et de l'AVR, mais aussi

de son point de fonctionnement initial comme expliqué par (P.Kundur *et al.*, 1994). La stabilité dynamique se caractérise par une oscillation croissante de l'angle du rotor impactant la puissance active qui doit être amortie par un stabilisateur de puissance (PSS). Le PSS est une consigne à injecter à l'entrée de l'AVR qui va créer un couple d'amortissement. Les oscillations sont de l'ordre de quelques dixièmes de hertz à quelques hertz. Ces boucles de régulations sont obligatoires pour toute machine.

2.3.4 Exemple d'intégration de ces principes dans le grid code britannique

En plus de ces grands axes de régulations, chaque GRT est libre de créer des services qui répondent généralement à ces instabilités. Dans la publication (NGESO, 2017), on comprend que le GRT anglais a créé quatre types de réponse fréquentielle dont la distinction entre des réponses primaires et secondaires n'est pas évidente, et sept types de services de « reserve services » qui sont essentiellement destinés à la réponse tertiaire. La cartographie présentée dans cette référence montre les liens entre les différents besoins et les produits utilisés pour y répondre. Les derniers services nécessaires au bon fonctionnement du réseau sont les services concernant la sécurité du réseau. Ce sont des services entre les différents GRT des pays, pour le démarrage de la centrale par ses propres moyens (appelé « blackstart ») ou pour la gestion des contraintes de congestions.

2.4. Les sources de flexibilité

2.4.1 Les sources de flexibilité actuelles

Les mécanismes de stabilité sont réalisables par des moyens de flexibilité. On parlera de flexibilité uniquement pour des changements d'opérabilité intervenant moins de 24 h à l'avance. Historiquement ces sources, aux nombres de 4, sont les échanges internationaux d'énergies, l'effacement de consommation, l'ajustement de la production à l'aide des responsables d'équilibre et l'ajustement des sources de production afin de réaliser les services systèmes. Les caractéristiques d'utilisation recherchées d'après (ELIA, 2018a) sont des variations de puissances actives et réactives instantanées, des démarrages et arrêts rapides ou un maintien de charge minimum. (M.A.Gonzalez-Salazar *et al.*, 2018) compare différentes technologies de production selon ces critères et les classe en trois catégories : soit les sources non-flexibles comme le nucléaire et les centrales à charbon, soit les sources flexibles comme les cycles combinés (CCGT : Combined Cycle Gas Turbine) et les biomasses ou soit les sources fortement flexibles comme les centrales hydro-électrique et les turbines à gaz en cycle simple. Le tableau 1.2 provenant de l'article indique l'ordre de grandeur des critères de flexibilité selon les différentes catégories :

Tableau 1.2 : Caractéristiques des différents types de sources de flexibilité

	Charge minimum (%)	Rampe de charge (%/min)	Temps de démarrage (h)
Sources non-flexibles	[30 ; 50]	[2 ; 6]	[3 ; 6]
Sources flexibles	[15 ; 30]	[5 ; 8]	[1.5 ; 3]
Sources fortement flexibles	< 15	> 15	< 0.2

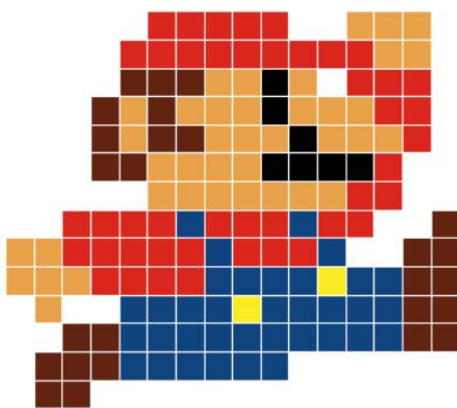
Les sources renouvelables, principalement le photovoltaïque et l'éolien, ne peuvent pas intégrer l'une de ces catégories à cause de leur fonctionnement intermittent, et ce malgré l'hybridation avec une source de stockage. En effet, ces sources de flexibilité doivent réserver une énergie et une puissance active pouvant être délivrée à tout moment afin de fournir des

services systèmes. Les sources non-flexibles seront principalement opérées à un fonctionnement nominal (appelé « baseload ») au minimum 5000 h/an contrairement aux sources flexibles et hautement flexibles qui ne seront que partiellement ou ponctuellement opérées, respectivement inférieur à 5000 h/an et inférieur à 2000 h/an.

2.4.2 Les sources de flexibilité futures

Actuellement, de nombreuses références (G.M.A.Delille, 2011), (E.Pena *et al.*, 2015), (C.Christiansen *et al.*, 2015), (A.S.Sidhu *et al.*, 2017) proposent de nouvelles sources de flexibilités à partir de stockage électrochimique, thermique ou même inertiel. Cette recherche de nouvelles sources de flexibilité fait suite à une variabilité grandissante dans la production ainsi que dans la consommation, et aussi aux objectifs environnementaux fixés par les sommets mondiaux. Ces nouvelles sources ont l'avantage d'être mobilisables rapidement et ont l'inconvénient d'avoir une réserve d'énergie et une puissance limitées. Cependant, la ponctualité des instabilités combinée avec la rapidité de la réponse des systèmes de stockage devraient permettre une bonne utilisation de ces systèmes. Avec l'utilisation intensive du stockage électrochimique dans les secteurs de l'automobile, des communications et même de la production photovoltaïque, le stockage par batterie Li-ion est le candidat prépondérant pour cette utilisation de quelques dizaines de MW et MWh. L'exemple explicite figure 1.4 présenté par (A.Cheung, 2018) illustre cette volonté de s'orienter vers des solutions de stockage. La variation de fréquence a une constante de temps électromécanique de l'ordre de quelques secondes qui risque de devenir d'ici quelques années plus courtes. Les moyens thermiques historiques de flexibilités seront limités pour la réguler contrairement aux moyens de stockages électrochimiques contrôlés grâce à l'électronique de puissance. Néanmoins, le réservoir d'énergie limitée, le vieillissement rapide des batteries et le changement des techniques de régulation restent des freins et des contraintes à ne pas négliger pour le déploiement d'une telle solution, ce qui n'est pas représenté sur le schéma de la figure 1.4. Dans ce contexte de transition énergétique, l'utilisation de sources de flexibilité telles que les turbines gaz sont encore nécessaires.

Fossil fuel generator providing frequency response



Battery storage providing frequency response



Figure 1.4 : Opinion de BNEF sur l'efficacité des nouvelles sources de flexibilité du système électrique pour la stabilité en fréquence. Source (A.Cheung, 2018)

Comme expliqué dans l'article (E.Hillberg *et al.*, 2019) le besoin en flexibilité peut être scindé en 4 catégories (puissance active, énergie, tension, capacité de transfert). Les sources de flexibilité en tension doivent être distribuées sur le réseau au niveau de points stratégiques afin d'avoir un impact local. Ce sont par exemple, les régulateurs en charges des transformateurs, des bancs de capacités ou les AVR des machines tournantes. Au niveau du réseau de transmission, on aura recours à des systèmes de transmission flexibles en courant alternatif (FACTS) ou des compensateurs synchrones. Les FACTS sont des systèmes d'électronique de

puissance échangeant uniquement de la puissance réactive pour stabiliser localement la tension. Ces systèmes ressemblent fortement au BESS, sans stockage d'énergie, mais avec généralement des bancs de condensateur ou des inductances permettant de fournir la puissance réactive. Ils sont concurrencés par les compensateurs synchrones qui sont des alternateurs synchrones produisant uniquement de l'énergie réactive car non couplé à une turbine. Pour ces systèmes, la variation de puissance réactive est gérée par un AVR et un système d'excitation de la même façon que pour une source de production synchrone.

Chaque GRT fournit des documents décrivant les sources de flexibilité présentes sur leur territoire avec son évolution future (RTE, 2019), (NGESO, 2018). Il est estimé et expliqué dans ces rapports la vision de l'opérabilité future des réseaux avec, de temps en temps, des principes de régulation proposés. Les rapports (ELIA, 2017a), (ELIA, 2018a) communiquent les principales idées et globalisent cette démarche au niveau européen. En France, RTE prône l'utilisation de réseaux intelligents et montre que l'effacement ou la modulation de la consommation est la principale solution avec le plus grand bénéfice net (RTE, 2017a). Une autre solution, peu étudiée à ce jour, est de revaloriser la flexibilité des sources de production thermique en les hybridant avec des sources de stockage. Cette démarche favoriserait certes l'utilisation des centrales thermiques mais réemploierait les équipements déjà installés en évitant la construction de nouvelles centrales. La transition énergétique, proposée par les GRT, se prête à cette hybridation car la plupart des pays mentionnés veulent investir dans des nouvelles centrales à gaz (cycle simple ou cycle combiné). Une analyse de cycle de vie doit être réalisée pour chaque cas afin de savoir quelle solution (réemploi ou construction) est à réaliser. Les nouvelles centrales doivent aussi être hybridées, d'une part pour améliorer leur flexibilité, d'autre part pour réduire le dimensionnement du stockage hybridé, comparé à un stockage distribué, pour un impact semblable. La prochaine section s'intéressera au fonctionnement, à l'opérabilité et à l'agencement des centrales thermiques à gaz afin de mieux y intégrer la source de stockage.

3. L'opérabilité actuelle d'un cycle combiné

Les centrales thermiques convertissent une énergie thermique en énergie électrique à l'aide de turbine(s) et d'alternateur(s) synchrone(s). La source thermique, qui peut être une combustion (charbon, gaz, fioul), une fission (nucléaire), une source géothermique ou solaire, va définir le type de turbine utilisée (combustion ou vapeur). La construction d'une telle centrale sera réalisée à l'aide d'un partenariat entre plusieurs entreprises et avec un lot d'équipements bien défini pour chaque entreprise. Les principaux constructeurs de turbines (General Electric, Siemens, Mitsubishi, Ansaldo, Rolls-Royce, etc), qui fabriquent généralement les deux types de turbines, fournissent les équipements auxiliaires ainsi que toutes les études liées (raccordement électrique, génie civil, etc).

Les rendements des turbines étant autour de 40%, il est possible d'augmenter le rendement global de la centrale à l'aide d'un cycle de cogénération. En effet, une centrale thermique produit deux énergies, l'une sous forme électrique et l'autre sous forme thermique. L'électricité est fournie au réseau électrique alors que l'énergie thermique, sous forme de chaleur dans les gaz d'échappement, peut être utilisée dans des procédés industriels, pour du chauffage urbain ou même pour produire à nouveau de l'électricité à l'aide d'une chaudière et d'une turbine à vapeur (TV). Ce dernier procédé utilisant deux cycles thermodynamiques pour produire de l'électricité est appelé cycle combiné. L'augmentation du rendement va, en contrepartie, diminuer la dynamique du système en ajoutant une constante thermique (récupération de l'énergie avec la chaudière et injection dans la turbine à vapeur).

Dans la suite du document, seuls les cycles thermiques à gaz seront étudiés avec une attention particulière sur les turbines à combustion. Il faut savoir que ces turbines sont divisées en deux technologies qui sont expliquées dans (R.Kehlhofer *et al.*, 2009) ou dans (C.Brooker, 2017) :

- Les turbines aéro-dérivatives : sont des solutions créées à partir de 1960 utilisant la technologie des réacteurs d'avions. Elles sont constituées de deux turbines découplées mécaniquement, la première entraînant le compresseur et la deuxième entraînant la génératrice (J.M.Monteil, 2003b). Ces solutions ont l'avantage de démarrer rapidement, d'avoir un poids plus faible et le meilleur rendement en cycle simple. Ce type de turbine est fréquemment utilisé pour des applications embarquées sur les navires ou les plateformes offshore, et a une puissance limitée à 60 MW.
- Les turbines « heavy duty » : sont des solutions stationnaires offrant un rendement plus faible en cycle simple et moins de flexibilité. Dans ce cas, il existe une ligne d'arbre commune entre le compresseur et la turbine comme le montre la figure 1.5. La gamme de puissance de 30 MW à 570 MW pour les turbines de General Electric permet de réaliser des solutions plus compactes et favorise la cogénération avec une température d'échappement de 100°C supérieure selon (M.A.Gonzalez-Salazar *et al.*, 2018) à une turbine aéro-dérivée.

Le besoin en flexibilité étant prononcé pour la technologie heavy duty, la recherche se concentrera vers ce type de turbine. De plus, les premières études faites par General Electric sur l'hybridation d'une centrale thermique ont montré plus d'intérêt vers les cycles combinés que les cycles simples, ce qui oriente plus particulièrement notre recherche vers cette technologie. Cette partie présente une description des équipements, de l'exploitation et du marché des centrales à cycle combiné, plus d'informations étant disponibles (J.M.Monteil, 2003a), (J.M.Monteil, 2004), (C.Bolard & J.P.Metz, 1991).

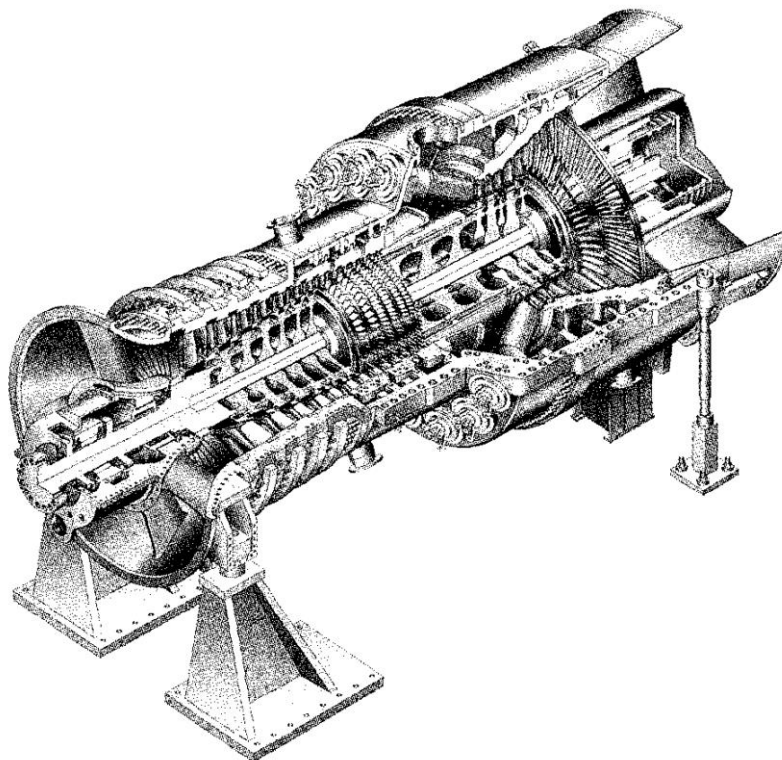
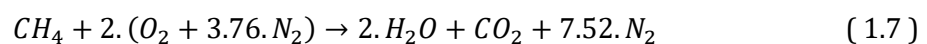


Figure 1.5 : Représentation d'une turbine à gaz « heavy duty » d'environ 350 MW, 300 tonnes et de dimensions 11 x 5 x 5 (m). Source (R.Kehlhofer *et al.*, 2009)

3.1. L'amélioration du rendement énergétique à l'aide de deux technologies de turbine

3.1.1 Le cycle de Brayton

Le fonctionnement d'une turbine à gaz utilise un cycle de Brayton qui contient une compression adiabatique réversible, une combustion isobare et une détente adiabatique réversible. En effet, l'air, admis à l'aide d'une tuyère d'admission, est comprimé et mélangé avec du gaz au niveau de la chambre de combustion. Une réaction exothermique permet de détendre le gaz dans les différents étages de la turbine qui fournit de l'énergie à l'alternateur à l'aide d'un couplage mécanique des axes de rotation. Dans la chambre de combustion, la combustion du méthane réagit avec l'oxygène de l'air pour libérer de l'eau et dioxyde de carbone. Comme il s'agit d'une réaction exothermique, il y a un dégagement de chaleur. A l'aide de l'équation stœchiométrique, on peut calculer qu'il faut environ 17 kg d'air pour 1 kg de méthane :



On remarque alors que la turbine va naturellement produire du dioxyde de carbone (CO_2) mais aussi de l'oxyde d'azote (NO_x) ou du monoxyde de carbone (CO) à cause de réactions parasites. Ce sont principalement les trois espèces que l'on va considérer comme polluantes aux vues des quantités produites lors de l'exploitation d'une turbine à gaz.

En pratique, la puissance de la turbine à gaz est modifiée à l'aide de paramètre comme le débit de carburant, le débit d'air et le mode de combustion. Le réglage de ces paramètres va dépendre du point de fonctionnement mais aussi de la limite des émissions, de la stabilité et du maintien de la flamme. Comme l'explique (M.Drucker, 2015), les turbines à gaz sont d'abord définies par classe (E, F, G, H) en fonction de leur technologie, et donc intrinsèquement par leur température de flamme et leur rapport de compression. La deuxième caractéristique est la vitesse de rotation nominale et donc la fréquence du réseau électrique. General Electric donne les chiffres 7 pour des machines 60 Hz, 9 pour des machines 50 Hz et 6 pour des machines utilisant des réducteurs donc 50 ou 60 Hz. Par exemple, les turbines GE sont les 6B pour les puissances inférieures à 30 MW, 9E ou 9F pour des puissances supérieures à 100 MW et 9HA ou 7HA pour les plus puissantes (570 MW) (GEP, 2018). Pour plus d'informations sur l'évolution des turbines de GE, il est conseillé de se référer à l'article (S.Patel, 2019).

Pour la technologie HA, le premier cycle thermodynamique fournit des gaz d'échappement avec des températures d'environ 630°C avec une température en entrée de turbine de détente de 1600°C. La température en entrée de turbine atteint aujourd'hui la limite de tenue structurelle à la chaleur des aubages de la turbine. Il faut savoir qu'en cycle simple le rendement, d'environ 42%, est principalement proportionnel au rapport de compression et faiblement dépendant de la température en entrée de turbine de détente. Alors qu'en cycle combiné, le rendement, d'environ 62%, dépend essentiellement de la température en entrée de turbine de détente. Comme expliqué par (R.Kehlhofer *et al.*, 2009), l'augmentation du rendement de la turbine à gaz est bénéfique uniquement si la réduction du rendement du deuxième cycle est minime.

3.1.2 Le cycle de Hirn

Le deuxième cycle thermodynamique, est un cycle eau-vapeur de Hirn comprenant une compression isentropique, un réchauffement de l'eau, une vaporisation isobare irréversible, une surchauffe de la vapeur, une détente isentropique et une condensation isobare irréversible. Les quatre premières transformations thermodynamiques se font à l'aide de la chaudière, où l'énergie récupérée des gaz d'échappement de la turbine à gaz est supérieure à 80%. Cette chaudière est généralement divisée en deux ou trois niveaux de pression (haute, moyenne et basse) incluant pour chaque niveau un économiseur (récupération en phase

liquide), un évaporateur (récupération en phase gazeuse), un séparateur de phases (ou ballon) et un surchauffeur. En sortie de chaudière, la température du gaz est inférieure à 80°C. Une cheminée de bypass des fumées peut être rajoutée à l'échappement de la turbine à gaz pour évacuer les fumées et ainsi découpler l'utilisation de la turbine à gaz de celle du cycle combiné, mais se pose alors un souci de complexification du système. La circulation des gaz d'échappement dans la chaudière chauffe l'eau déminéralisée circulant dans les tubes à ailettes. La configuration de la chaudière peut être soit avec des échangeurs à tubes verticaux, soit à tubes horizontaux, avec une circulation naturelle ou forcée. Pour maximiser le rendement du cycle de récupération, la turbine à vapeur est autant que possible opérée avec ses vannes d'admission grande ouvertes. On peut représenter la turbine vapeur comme une résistance à l'écoulement de la vapeur produit par la chaudière. La pression vapeur qui s'établit alors est appelée pression glissante. Elle varie avec le débit vapeur produit et donc avec la charge de la turbine à gaz.

Les deux dernières transformations thermodynamiques, la détente et la condensation, sont réalisées à l'aide d'une turbine à vapeur et du condenseur qui fait l'interface avec la source froide. La technologie reste semblable aux équipements des centrales nucléaires ou charbon en adaptant la puissance. Les turbines à vapeur peuvent être constituées de plusieurs corps de pression couplés sur le même arbre. Selon le niveau de température disponible à l'échappement de la turbine à gaz, le rendement mécanique de la turbine à vapeur peut atteindre 40% et sa puissance est d'environ la moitié de la turbine à gaz. Finalement, le niveau de la température de la source froide, nécessaire pour faire fonctionner le cycle thermodynamique, impacte énormément le rendement du système. Si le site n'a pas de capacités de refroidissement suffisante en eau, la source froide doit fonctionner en circuit fermé sur des aéroréfrigérants air/eau. Cependant, les performances sont réduites avec des vides moins optimisés. D'un point de vue exploitation, une variation de puissance de la turbine à vapeur ne se fera jamais indépendamment d'une variation de la quantité de chaleur disponible à l'échappement de la turbine à gaz et donc de la charge de la turbine à gaz. L'énergie du cycle eau-vapeur va suivre la même dynamique que l'énergie fournie par la turbine à gaz, à l'exception d'une constante de temps beaucoup plus longue (environ 40 fois) essentiellement due à la récupération de la chaleur par la chaudière. La figure 1.6 montre une vue en coupe d'un cycle combiné de 450 MVA.

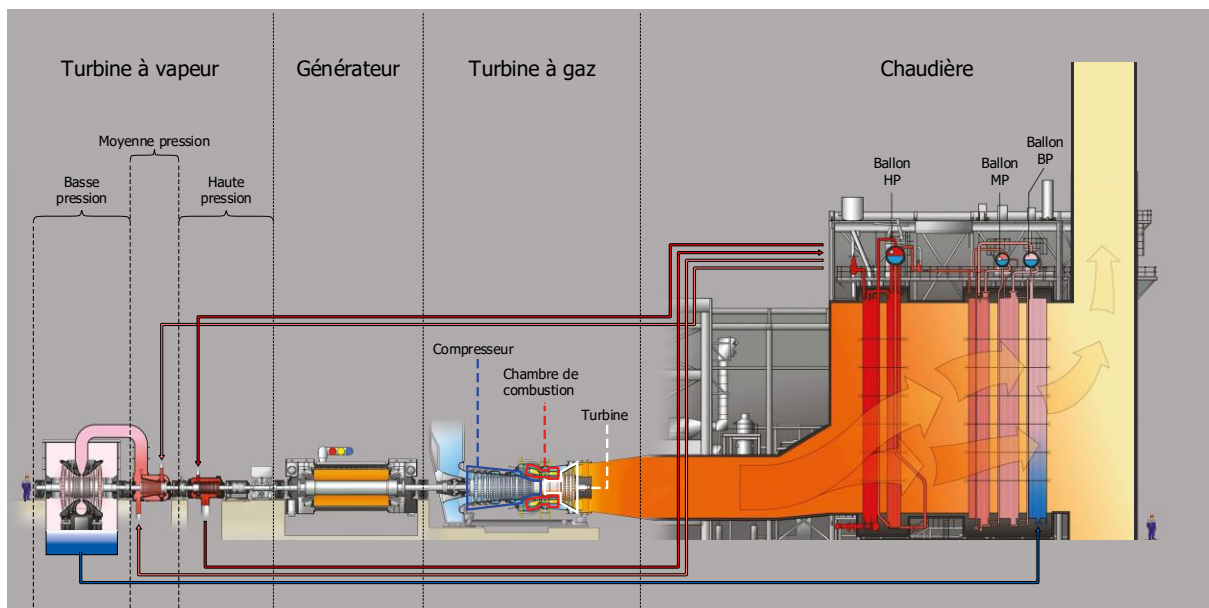


Figure 1.6 : Schématisation d'un cycle combiné single-shaft. Source : <https://esbgeneration.ie/>

3.1.3 Quelques ordres de grandeur et configurations

L'énergie mécanique produite par une turbine est transmise à l'alternateur à l'aide d'un accouplement entre les deux rotors (celui de la turbine et celui de l'alternateur). Les génératrices utilisées sont des génératrices synchrones à pôles lisses excitées à l'aide d'un électro-aimant. Les systèmes d'excitations choisis sont soit des systèmes « brushless » soit des systèmes statiques. La construction et le fonctionnement d'un alternateur synchrone de forte puissance (de 50 MW à 600 MW) étant similaire aux machines de faible puissance, seulement l'ordre de grandeur des caractéristiques d'une seule machine est donné comme le montre le tableau 1.3.

Tableau 1.3 : Caractéristiques d'une centrale 9FB (alternateur et excitation)

Alternateur				Excitation statique			
Puissance	362 MVA	Pertes max	2.7 MW à 1 PF	Puissance nominale	3 MW	Puissance maximale	6 MW
Tension à vide	20 kV		3.1 MW à +0.95 PF				
Vitesse	3000 tr/min		3.5 MW à +0.9 PF	Courant DC nominal	3000 A	Tension DC nominale	950 V
Facteur de puissance	-0.5 / +0.8	X/r ratio	152				

Les cycles combinés peuvent, comme sur la figure 1.6, coupler les axes des turbines et l'axe de l'alternateur. Cette configuration, appelée « single shaft », réduit le coût d'investissement mais aussi la souplesse d'exploitation. L'autre configuration est une configuration « multi shaft » où chaque turbine est couplée à son propre alternateur, cette configuration permet avec un bipasse de démarrer uniquement la turbine à gaz sans la turbine vapeur. Si le cycle admet plus d'une turbine à gaz, comme par exemple deux TG et une TV, la configuration est forcément multi shaft.

La suite de ce travail prendra pour exemple une centrale multi shaft de 430 MW situé en Europe. Les informations concernant l'exploitation sont recueillies soit en interne à General Electric soit sur internet. Pour des raisons de confidentialités, aucune information sur le nom et la localisation du site n'est fournie.

Tableau 1.4 : Caractéristiques d'une centrale 9FB (turbines et chaudière)

Turbine à gaz	Puissance apparente :	280 MVA	Température flamme	1400°C
Chaudière de récupération	Pression vapeur :	HP : 160 bar MP : 35 bar BP : 4.5 bar	Température vapeur :	HP : 585°C MP : 585°C BP : 193°C
Turbine à vapeur	Puissance apparente :	150 MVA		
Condenseur	Pression :	95 mbar		
Cycle combiné	Puissance apparente :	430 MVA	Rendement brut :	60%

Les cycles thermodynamiques exigent des systèmes auxiliaires comme des pompes d'alimentation ou de circulation d'eau, des variateurs ou des systèmes UPS. Le schéma unifilaire figure 1.7 montre un exemple d'agencement électrique de la centrale. L'alternateur est connecté à l'aide du transformateur principal, GSUT (Generator Step-Up Transformer), et des connexions sous gaine à barres isolées (IPB) au réseau électrique. Pour alimenter les

systèmes auxiliaires, un soutirage est réalisé sur les IPB et connecté au transformateur auxiliaire, UAT (Unit Auxiliary Transformer) qui est de l'ordre de 5-10% de la puissance de la centrale. La distribution électrique est divisée en trois différents tableaux (moyenne tension, basse tension et DC-UPS), dont l'ordre de grandeur est respectivement de 6.6 kV, 400 V et 220 V (C.Bolard & J.P.Metz, 1991). On retrouvera sur le tableau MT les pompes alimentaires et d'extraction, le système d'excitation, le convertisseur statique de fréquence (CSF) permettant le démarrage de la turbine et les diesels de black start. Le circuit UPS est constitué de deux bancs de batteries de 220 V redondants directement connectés aux charges critiques de la centrale comme les pompes DC à huile lubrifiant les lignes d'arbres. Ces batteries au plomb maintiennent la tension DC pendant 2 h permettant le démarrage des diesels de secours et l'arrêt de la centrale.

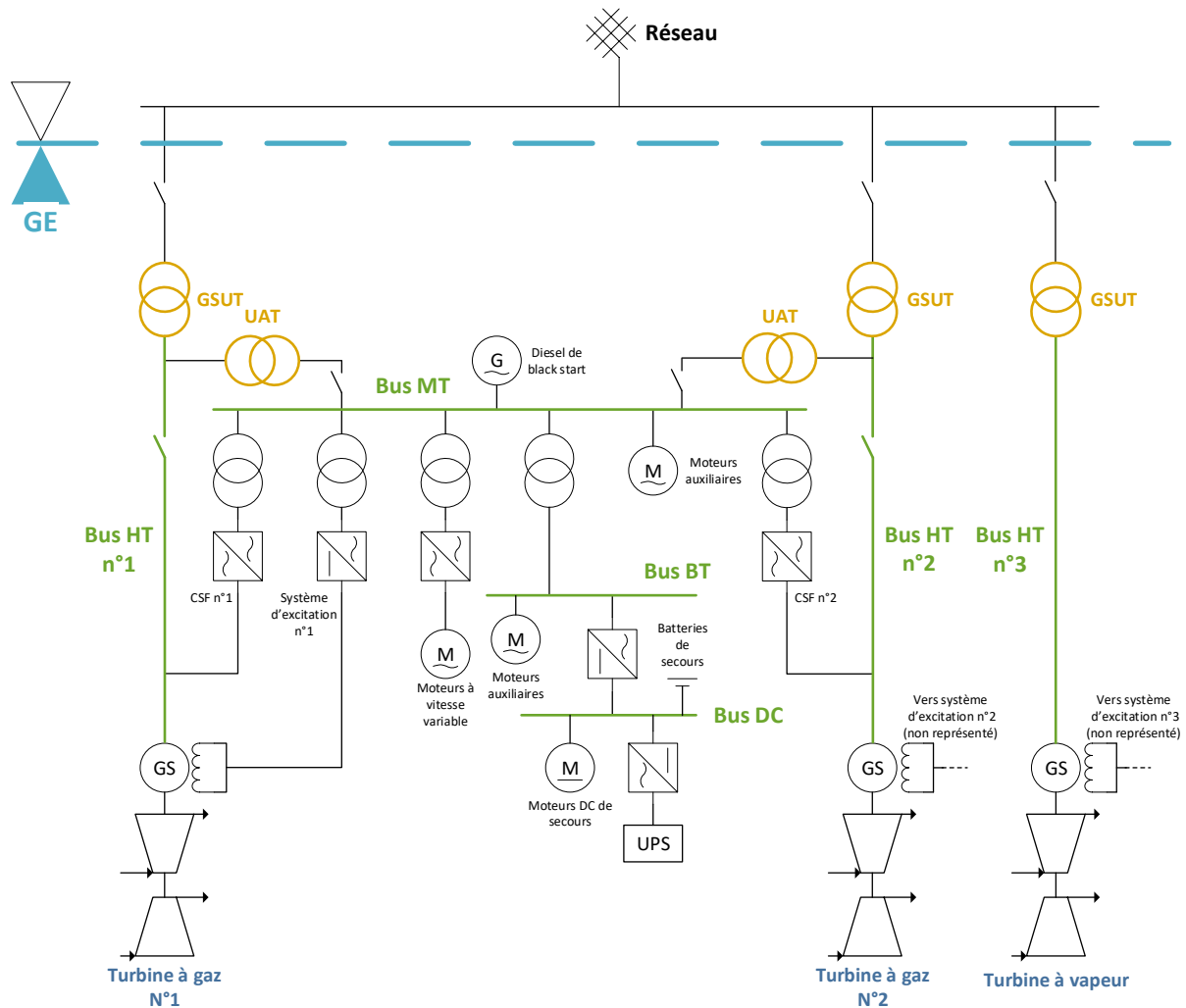


Figure 1.7 : Schéma électrique simplifié de la distribution d'un cycle combiné

Toute la distribution est protégée à l'aide de disjoncteurs, qui permettent une isolation rapide du départ en défaut sans perturber les autres circuits. L'alimentation du bus MT est redondante afin de renforcer la fiabilité. Le but est d'assurer la sécurité des personnes et des équipements et de minimiser les pertes d'alimentations des systèmes. Les déclenchements de ces protections sont causés par des défauts tels que des courts-circuits, des surcharges, des dysfonctionnements d'isolations ou des dommages mécaniques. Une sélectivité des protections est alors organisée pour permettre d'isoler le plus rapidement possible la zone en défaut, tout en activant un minimum de protections. Les méthodes de sélectivité de ces protections sont chronométriques, ampèremétriques ou logiques, et leur paramétrage est réalisé à l'aide d'une étude de sélectivité.

3.2. L'opérabilité et la maintenance d'un cycle combiné

3.2.1 La communication et le contrôle des cycles combinés

L'exploitation de la centrale se fait à l'aide d'une communication centralisée et basée sur une hiérarchie de réseaux. Ces réseaux séparent les différents trafics de communication selon leurs fonctions. Les systèmes hiérarchisés peuvent être des modules d'entrée-sortie (E/S), les contrôleurs (qui assurent le contrôle en temps réel du processus) ou l'interface humain-machine (IHM). Le moyen de communication utilisé pour toutes les autoroutes de données et le réseau d'E/S est Ethernet.

Ce réseau est divisé en 3 couches comme le montre la figure 1.8 :

- La couche « Enterprise » sert d'interface entre le contrôle des processus spécifiques et la couche de contrôle de l'ensemble de l'installation. La technologie de réseau utilisée dans cette couche est généralement déterminée par le client et peut inclure les technologies de réseau local (LAN) ou de réseau étendu (WAN). La couche Enterprise est séparée des autres couches de contrôle par un routeur, qui isole le trafic des deux côtés de l'interface.
- La couche « Supervisory » fournit des capacités d'interface pour l'opérateur telles que la coordination des nœuds du serveur et de l'IHM, ainsi que d'autres fonctions comme la collecte de données (Historian), la surveillance à distance et l'analyse des vibrations. Le réseau est connu sous le nom de Plant Data Highway (PDH) et est un niveau de supervision de la centrale. Il relie le serveur IHM à des écrans de visualisation, des imprimantes, à l'Historian et aux interfaces externes distantes. Le PDH n'a pas de connexion directe avec la commande des systèmes, cette connexion se fait par l'intermédiaire de « unit data highway » (UDH).
- La couche « Control » assure le fonctionnement continu des équipements. Les contrôleurs de cette couche sont hautement coordonnés et redondants pour permettre un fonctionnement continu sans interruption et utilisent le langage EGD (dans le cas de GE) pour échanger des données. Ce réseau est connu sous le nom « unit data highway » (UDH). Il s'agit d'un réseau basé sur Ethernet qui permet des communications directes ou pair à pair entre les contrôleurs et l'interface opérateur/maintenance. General Electric utilise le contrôleur, appelé MarkVIe, et un logiciel, ToolboxST, pour piloter et configurer les équipements.

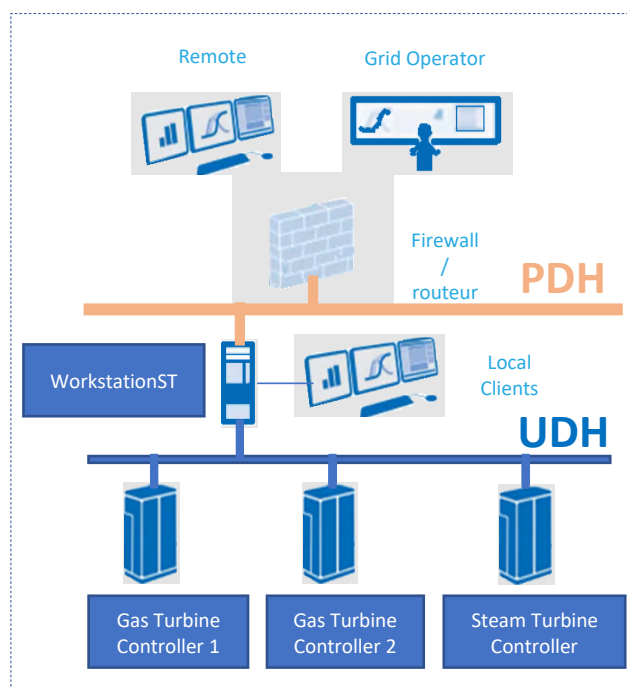


Figure 1.8 : Représentation des réseaux de communication d'un cycle combiné.

Un opérateur de la centrale qui veut changer le point de fonctionnement modifie l'information au niveau de l'IHM. Cette information est directement transmise par la workstation sur l'UDH. Les contrôleurs TG et TV, en permanence connectés à ce réseau de communication, captent l'information et l'exécutent. Le point de fonctionnement est modifié par le contrôleur qui est un MarkVIe-UCSB. Le contrôleur UCSB est un contrôleur autonome à carte unique avec une puissance de traitement évolutive et un temps de rafraîchissement (temps de transfert) au maximum de 40 ms.

3.2.2 Les principales régulations

Dans ce document, on prendra comme hypothèse que le point de fonctionnement des cycles combinés est uniquement régulé à l'aide de la TG, la TV apportant une puissance proportionnelle avec une constante de temps très supérieure. En réalité, la puissance de la TV dépend de la température des gaz d'échappement, du débit des gaz d'échappement et de la température ambiante. La température extérieure étant une variable non-contrôlable, la modification des deux autres variables est une conséquence de l'exploitation de la TG. En ce qui concerne la turbine à gaz, sa puissance va essentiellement dépendre du débit de combustible. Cependant son bon fonctionnement va aussi dépendre de la gestion du débit d'air et du mode de combustion. Le débit de combustible est régulé à l'aide de la régulation du combustible (FSR, Fuel Stroke Regulation) qui modifie la position de deux vannes appelées CGV et SRV. Le débit d'air est modifié à l'aide d'aubes à incidences variables (IGV, Inlet Gate Valve). L'ouverture des IGV varie en fonction de la température d'échappement en charge partielle mais une fois la charge nominale atteinte l'ouverture est maximale. Finalement, le changement de mode de combustion est réalisé en modifiant l'injection du combustible à l'aide des différentes buses. Le but est d'avoir une flamme de température homogène la plus chaude en agissant sur le ratio stœchiométrique fuel/air et ainsi éviter une instabilité de celle-ci.

Dans la suite du document, on fera l'hypothèse que la boucle de régulation FSR est la seule boucle permettant de modifier la puissance de la turbine à gaz. Cette hypothèse est utilisée dans un modèle de turbine à gaz appelé GGOV construit par General Electric dans les années 2000 (IEEE PES-TR1, 2013). La consigne FSR est obtenue en prenant le minimum de différentes consignes dont les principales sont :

- La régulation de vitesse (FSRN) : élabore une consigne de débit de combustible pour réguler à la fois la vitesse mais aussi la puissance de charge des machines. La régulation en vitesse se faisant à l'aide du statisme qui n'est qu'une action proportionnelle à l'erreur de vitesse. La valeur de ce paramètre est habituellement de 4% et correspond au pourcentage de variation de vitesse de la machine qui va produire 100% de variation de charge. Pour régler la valeur de la puissance active, une deuxième boucle de régulation proportionnelle vient modifier la référence de vitesse. Comme la vitesse réelle de la génératrice est fixée par le réseau, la seule conséquence est une modification de la puissance active.
- La régulation de température (FSRT) : est une régulation pour limiter le débit de combustible dans le cas où la température d'échappement serait trop haute. Etant donné la valeur de température, elle est estimée dans les machines GE à l'aide d'un logiciel en ligne. Cette régulation n'est active qu'en charge nominale (« base load »), pour ne pas dépasser la température limite des matériaux. Un mode appelé overfiring peut être utilisé lorsque la TG est en contrôle de température. Dans ce cas, on autorise la régulation à dépasser la température maximum proportionnellement à la chute de fréquence. Ce mode a un impact important sur le vieillissement de la turbine (de l'ordre de douze fois plus important).
- La régulation d'accélération (FSRA) : est une régulation pour limiter l'accélération de la ligne d'arbre. Cette boucle de régulation n'est activée que lors du démarrage de la

turbine pour amener la machine de la vitesse nulle à la vitesse nominale. Une fois connectée au réseau électrique les variations de vitesse sont identiques aux variations de fréquence et lentes à cause de l'inertie du réseau pour actionner la boucle.

3.2.3 Le démarrage de la CCGT

Le démarrage de la centrale peut se faire à l'aide du réseau électrique ou de groupes diesels connectés sur le réseau auxiliaire de la centrale. Le démarrage avec les diesels, appelé black start, se fait habituellement lorsque le réseau s'est écroulé et qu'aucune autre source ne peut être utilisée. Il faut savoir que toutes les centrales n'ont pas la capacité de black start. Avec un démarrage rapide, une large gamme de puissance et une bonne flexibilité, la turbine à gaz est une bonne candidate à cet exercice, après les centrales hydro-électriques. Le black start voit sa procédure personnalisée en fonction de la configuration électrique spécifique et des différents types de machines de la centrale. Les principes énoncés par la suite sont la philosophie de la procédure générale indépendamment du type de turbine.

Dans le cas d'une installation sans bipasse de fumée, la chaudière et la turbine vapeur ont l'obligation d'être démarrées en même temps, ce qui rallonge le temps de démarrage et augmente les charges. La séquence de démarrage commence par alimenter les consommateurs critiques de la centrale comme les pompes de lubrification de la ligne d'arbre, le système d'excitation ou les circuits de refroidissement. Cette phase préparatoire n'est pas visible sur la figure 1.9. Puis la turbine est entraînée à l'aide de l'alternateur synchrone, utilisé comme moteur dans ce cas-là, pour l'étape de balayage (ou de purge). Le but est de renouveler l'air à l'échappement de la turbine à gaz, où du combustible pourrait séjourner, sans oublier la chaudière de récupération s'il y a lieu. La machine synchrone va tourner à 25% de vitesse pendant une dizaine de minutes pour purger les gaz restant dans la turbine et la chaudière. Cette étape est obligatoire afin d'éliminer les fumées potentiellement dangereuses. Une fois le balayage réalisé, on diminue la vitesse de la turbine, on allume la flamme dans la chambre de combustion et on accélère jusqu'à atteindre la vitesse maximale. La turbine doit être soutenue par un couple, alors maximal, de la génératrice jusqu'à environ 95% de vitesse, une fois cette valeur atteinte la vitesse est auto-entretenu par la turbine. Une fois la synchronisation électrique de la machine avec le réseau réalisée, on peut tranquillement monter en charge. Et en cas de black start, une phase de reconstitution du réseau est nécessaire. La reconstitution consiste à localement rétablir la tension, pour ensuite réalimenter la région zone par zone. Au moment de la reconnexion, chaque zone va obliger la turbine à accepter un saut de charge de quelques dizaines de MW ce qui est ressenti via une chute de tension et de fréquence par la machine.

3.2.4 Les différents points de fonctionnements jusqu'à l'arrêt

Il est intéressant de noter que la montée en charge passe par différents points de fonctionnement, FSNL qui est le point de vitesse maximale sans charge, MECL qui est le point de charge minimale permettant la conformité environnementale aux émissions, et la puissance nominale, Base load. On parle de charge partielle (part load) lorsque l'on fonctionne entre le point MECL et Base load, et de charge pic (peak load) lorsque le point de fonctionnement est supérieur à Base load. Dans le cas des turbines à gaz, le peak load est réalisé à l'aide du contrôle overfiring.

Dès lors qu'un arrêt de la centrale est prévu, le redémarrage est lui aussi anticipé. Par exemple, si l'arrêt est inférieur à 48 h, on va maintenir la turbine à gaz à 20 tr/min (appelé vitesse de virage) pour éviter que le rotor, encore chaud, ne se déforme. Si l'arrêt est supérieur à 48 h, on va maintenir la turbine à 20 tr/min, le temps que le rotor refroidisse puis arrêter la turbine. La turbine à vapeur sera maintenue à sa vitesse de virage pendant près de cinq jours. Ces conditions d'exploitations sont expliquées dans la documentation de GE GER3620.

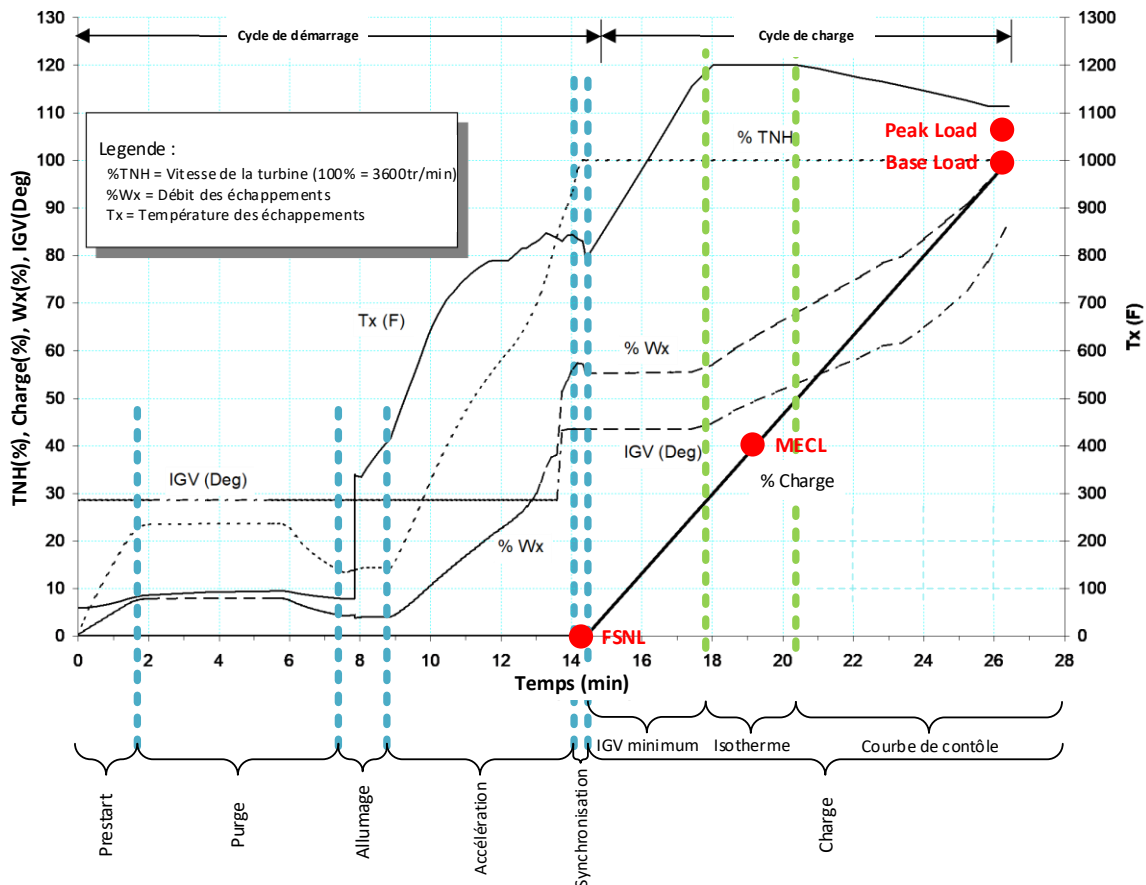


Figure 1.9 : Caractéristiques lors d'un démarrage et point de fonctionnement d'une turbine à gaz.

3.2.5 La maintenance du cycle et les émissions polluantes

La maintenance de chaque site est réalisée en collaboration entre le propriétaire de la centrale et les fabricants des équipements. General Electric, en tant que fabricant de turbine à gaz, a écrit des recommandations générales pour l'exploitation et la maintenance de ses machines répertoriées dans la documentation (J.Eggart *et al.*, 2017). La maintenance doit être planifiée afin d'éviter un arrêt forcé ou des réparations imprévues qui durent plus de temps et coûtent de l'argent. Les principaux facteurs influençant les maintenances sont le nombre ou le type de démarrage, le temps d'exploitation, la qualité du type de combustible, la température de la combustion, l'injection d'eau et de vapeur, les arrêts forcés, etc. Une inspection complète doit se faire à l'arrêt et prévoit une opération de démontage d'une partie de la turbine. Sinon deux autres types d'interventions peuvent être réalisés, l'une en marche et l'autre à nouveau à l'arrêt. Ces interventions permettent d'inspecter avec plus au moins de précision la machine. Le coût de la maintenance et de l'entretien reste non négligeable pour un cycle combiné et nous pouvons trouver comme coût 1666.6 \$/h de combustion dans l'article (P.Rodilla *et al.*, 2014).

Les émissions relatives à une centrale cycle combiné concernent le dioxyde de carbone, CO_2 , le monoxyde de carbone, CO , et l'oxyde d'azote NO_x . Comme le montre (M.A.Gonzalez-Salazar *et al.*, 2018), ce sont les centrales thermiques qui produisent le moins que ce soit en phase d'exploitation ou de démarrage. À MECL, les turbines à gaz produisent des émissions (en kg/s) de NO_x et de CO_2 inférieures ou égales à celles de la pleine charge en raison des températures de combustion et des volumes de carburant brûlés plus faibles. Cependant, la conversion en kg/MWh double les émissions MECL comparé à la pleine charge. Concernant le CO , c'est la combustion incomplète du gaz à charge partielle qui augmente énormément les émissions (x15). La documentation (L.B.Davis & S.H.Black, 2000) ou (R.Pavri & G.D.Moore, 2001), traite

de ces problèmes à travers les différents modes de combustion et technologies du système à combustion.

3.3. Les problématiques et contraintes actuelles imposées par le changement de production

3.3.1 L'orientation du marché des turbines à gaz

Malgré une volonté de diminuer la production de CO_2 dans le mix électrique, certains experts prévoient encore la construction de centrales à charbon jusqu'en 2030, essentiellement en Chine ou en Inde (B.Barnes, 2019) à cause de l'abondance de la ressource et du faible prix de son exploitation. De la même façon, les centrales à gaz font partie du mix énergétique des 40 prochaines années et cela peu importe le pays. Par exemple, en France, l'ADEME (ADEME, 2018) prévoit 7 scénarios de mix énergétique dont 5 avec une part importante de CCGT ou OCGT en 2060. Les grands équipementiers (GE, Siemens, Mitsubishi-Hitachi ou Ansaldo), qui représentent 80% des machines installées, continuent le développement des machines afin d'améliorer les performances ou la maintenance des produits et de différencier leurs produits et services des autres. Pour de nombreux experts, le gaz est une énergie incontournable lors de la transition énergétique et un moyen de remplacer doucement le charbon et le nucléaire. L'avis des américains et entre autres de GE est clairement publié dans un livre blanc (GEP, 2019) en discutant de leur vision sur l'avenir du gaz dans le mix énergétique mondial. Les chiffres mis en avant expliquent qu'au minimum 50% de la production mondiale sera nucléaire ou thermique en 2030 et que 70% de la production installée en 2040 sera à part égale le gaz, l'éolien, et le photovoltaïque. Les prévisions de la consommation mondiale anticipent sur la même période une hausse de 50% du marché de la turbine à gaz, soit 1510 GW. Ces chiffres tiennent a priori compte des politiques environnementales en vigueur, notamment dans le cadre des accords de Paris. Sur la figure 1.10, nous observons bien une reprise du marché en 2018 et 2019 et des prévisions à la hausse les prochaines années. Les données mentionnées précédemment proviennent de l'Agence Internationale de l'Énergie (IEA) (IEA, 2018).

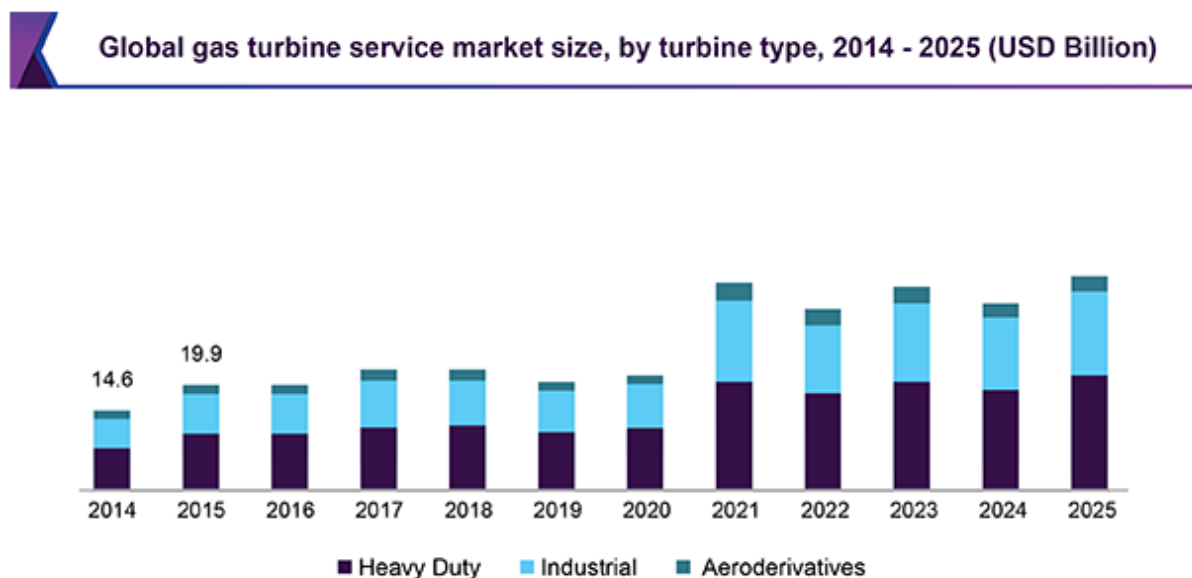


Figure 1.10 : Estimation mondiale de l'évolution du marché des turbines à gaz selon la technologie.
Source : (GVR, 2020)

Cette vision, plutôt américaine, est tout à fait concevable entre autres grâce à l'impact qu'ont les USA. Il semblerait aussi que ce marché s'oriente plus vers un besoin de flexibilité afin que les turbines apparaissent alors comme le partenaire indispensable aux énergies renouvelables.

Les principaux arguments sont le faible coût d'investissement, un bon rendement énergétique, une large gamme de produits, une excellente compacité et une mise en service rapide.

3.3.2 Les perspectives d'amélioration des turbines à gaz

Ces arguments, valables techniquement, sont souvent freinés et rattrapés par le mix énergétique actuel et le choix d'exploitation des GRT. Comme le raconte (TE, 2017), la construction d'un cycle combiné fait face à beaucoup d'incertitudes sur sa rentabilité, ce qui est bloquant à l'heure actuelle. L'exemple présenté dans cette référence est l'abandon de la construction d'une centrale de 2 GW à Trafford en Grande Bretagne dû à un manque de capitaux, malgré un accord avec le GRT sur le marché de capacité. D'autres problématiques sont rencontrées en ce moment par General Electric pour les cycles combinés. Ils révèlent que le marché s'oriente vers une machine flexible, alors que ces centrales ont été dimensionnées pour fonctionner au régime nominal. Les opérateurs exigent désormais des CCGT mieux conçues pour un fonctionnement flexible ou cyclique, permettant des démarrages rapides et fréquents, avec l'agilité de monter et descendre rapidement en puissance. Les principales caractéristiques à améliorer et demandées par les opérateurs de centrale sont :

- Le « ramp rate » ou le taux de prise de charge : qui est entre 8% et 11% par minute pour un cycle combiné heavy-duty et au maximum de 16% pour les cycles simples. Les turbines aéro-dérivatives offrent beaucoup de liberté avec un pourcentage entre 70 et 100 %/min d'après le catalogue GE. En MW/min, l'ordre de grandeur est légèrement en faveur des turbines aéro-dérivatives ce qui contraint les constructeurs à redoubler d'innovation sous l'incitation des opérateurs.
- Le MECL : cette limite basse restreint la plage de fonctionnement de la centrale. Un service système en Grande Bretagne (SEL ou super SEL) propose de rémunérer les centrales pouvant réduire ce minimum à 0 MW pendant 1 h tout en pouvant réaugmenter la charge instantanément. Réduire ce niveau impliquerait d'avoir une plus grande réserve activable.
- Le démarrage : le profil, énoncé précédemment, dure environ 30 min et peut être raccourci en réduisant la purge, en utilisant le bipasse ou à l'aide d'autres techniques proposées dans (B.Reinhart *et al.*, 2018). Cette réduction du démarrage de la turbine permettrait d'avoir une capacité activable rapidement.
- Le « black start » : il est nécessaire pour le GRT d'avoir des centrales pouvant réaliser un black start. Ces deux dernières années des appels d'offres black start ont été émis en Angleterre et en Belgique, ciblant les centrales à gaz ou hydro-électriques. Les centrales non équipées de diesels de démarrage ont essayé de rentrer dans ce marché lucratif.
- La combustion : les prévisions d'utilisation intensive de la turbine à gaz reposent aussi sur les futures innovations. Beaucoup d'espoirs sont placés dans la combustion à hydrogène gazeux qui permettrait de ne plus produire de CO₂ et donc de s'inscrire dans le cadre du développement durable, dans le cas où l'hydrogène utilisé est lui aussi produit de façon durable. L'article (ETN, 2020) décrit les principes de cette nouvelle technologie et fait un état des lieux selon les constructeurs, de leurs avancées. Ce sont des innovations considérables qui remettraient les turbines à gaz au goût du jour, à condition que la fabrication de l'hydrogène change.

Des recherches dans d'autres domaines, comme la capture de carbone, l'amélioration du cycle eau-vapeur, l'amélioration des matériaux, etc, sont menées mais ne concernent pas le sujet traité dans ce manuscrit.

Le marché semble s'orienter vers l'utilisation séparée de deux sources de flexibilité. Les sources rapides comme le stockage et le délestage qui répondront instantanément et ponctuellement

en cas de forte instabilité. Ou bien, les centrales conventionnelles utilisées dans un marché permanent d'ajustement de la demande de l'ordre de quinze à trente minutes et dans un marché ponctuel pour soutenir les systèmes de stockage. Ce qui nous amène à expliquer dans la prochaine partie les capacités et les marchés émergents de ces solutions de stockage.

4. L'intégration de nouvelles technologies de stockage pour la flexibilité du réseau

Depuis une dizaine d'années, beaucoup de technologies de stockage sont mise en œuvre pour supporter les réseaux. On peut notamment citer les stockages BESS, les piles à combustibles, les volants d'inertie, les CAES (Compressed Air Energy Storage) et les supercondensateurs. Lorsque la maturité de la technologie n'est pas atteinte, on les retrouve sous forme de prototype comme en Corse avec la station « Myrte » de stockage d'hydrogène. Une analyse faite par GE de ces différentes technologies a orienté le choix vers l'utilisation d'un stockage électrochimique. En effet, la chute du prix des batteries Li-ion avec leur forte densité d'énergie sont les principaux facteurs de ce choix. Par la suite, le choix de la technologie des batteries au plomb a été abandonné essentiellement à cause de son fonctionnement non-symétrique (recharge lente). De façon générale, le stockage li-ion connaît une utilisation exponentielle comme le montre (NRECA, 2019) avec dix fois plus de déploiements prévus en 2023 qu'en 2018 dans les réseaux électriques.

4.1. Le système de stockage électrochimique dans son ensemble

4.1.1 L'architecture générale d'un stockage électrochimique

Les BESS sont composés d'une succession d'équipement permettant la conversion de l'énergie stockée et aussi de différentes boucles de régulation locales (convertisseur) ou globales (système entier). Les principaux éléments de la chaîne de conversion utilisent trois ou quatre niveaux de tension. Le premier niveau de tension est la tension de la batterie d'environ 900 V_{DC} pour un stockage de quelques MW. Une tension maximale de 1500 V_{DC} est pour l'instant imposée par les constructeurs de batteries à cause de problèmes d'isolation électrique. Un arrangement en série et/ou en parallèle de cellules de batterie est réalisé pour atteindre la puissance et l'énergie souhaitées. Pour donner un exemple, Samsung propose une mise en série de 264 cellules de 78 Ah / 3.7 V sous forme d'armoire pouvant fournir 76 kWh / 150 kW.

Certains convertisseurs disposent d'un étage de conversion DC-DC supplémentaire permettant d'élargir la plage de fonctionnement en tension de la batterie. La tension réajustée à l'aide du hacheur est suivie d'une conversion DC-AC réalisée par un convertisseur bidirectionnel à IGBT (voir figure 1.11). Le convertisseur est en général un convertisseur 3 niveaux « basse tension » de 1000 V_{DC} de puissance unitaire 1 MVA. Le fournisseur de la solution de stockage, qui n'est généralement qu'un assembleur des équipements, choisit le nombre d'armoires batterie à mettre en parallèle pour obtenir l'énergie ou la puissance voulue, tout en veillant à ne pas dépasser les limites de courant et d'isolation du convertisseur. Il est nécessaire de bien répartir le nombre d'armoires et le nombre de convertisseurs. Les évolutions futures du convertisseur DC-AC s'orientent vers des solutions cinq niveaux qui offriraient des gammes de puissances et de tensions plus élevées. Le souci apparaissant concerne le niveau de tension DC qui doit être de 3000 V_{DC} au minimum et qui conduit à des niveaux d'isolement non-standard pour la batterie. Finalement, les derniers niveaux de tension du système de stockage concernent le côté primaire et secondaire du transformateur de raccordement aux réseaux. La tension du côté primaire de ce transformateur doit être adaptée à la tension moyenne du réseau.

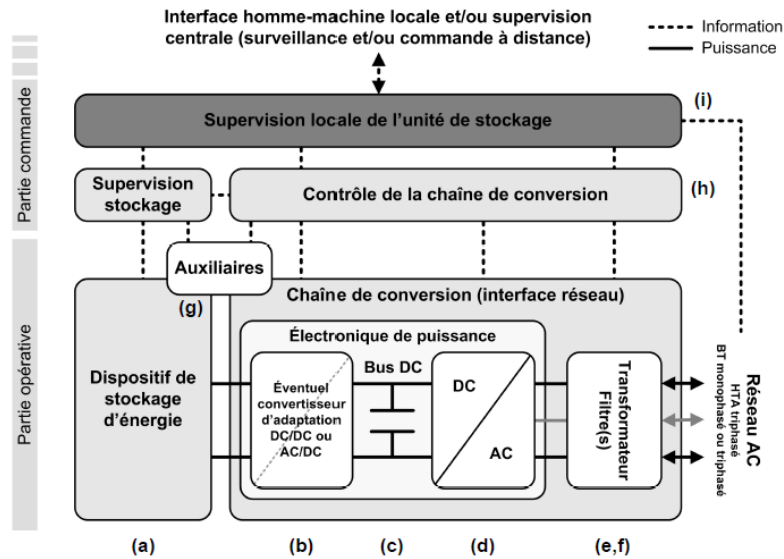


Figure 1.11 : Vue générale de l'architecture typique d'une unité de stockage décentralisée. Source (G.M.A.Delille, 2011)

4.1.2 Les protections du système

Les protections matérielles des BESS sont assurées à plusieurs niveaux, allant des cellules li-ion jusqu'aux sous-systèmes internes (principalement les batteries et les convertisseurs) en passant par les transformateurs et l'interconnexion. Les principales protections au niveau des cellules luttent contre les températures extrêmes, les surintensités, la surcharge ou la décharge profonde et des dommages mécaniques. Comme l'explique (Allart, 2008), la batterie doit être maintenue à environ 25°C lors de son utilisation et peut être conservée autour de 0°C. En dehors de ces plages de fonctionnement, la batterie est exposée à un vieillissement prématuré. Lors de l'assemblage des cellules, des protections intrinsèques comme des PPTC (Polymeric Positive Temperature Coefficient), des bilames thermiques, des CID (Current Interrupt Device) ou des événements de sécurités sont intégrés au système de stockage (figure 1.12).

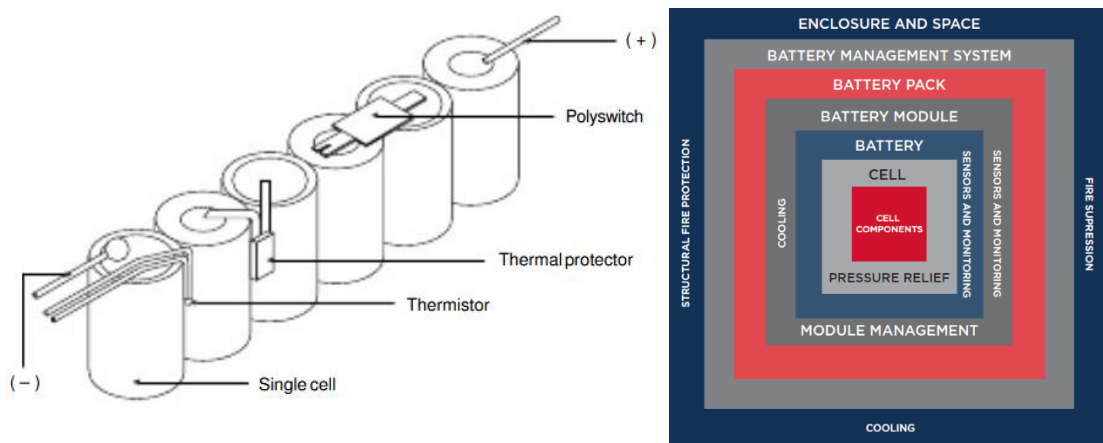


Figure 1.12 : Les protections d'une cellule et du système BESS. Source (Upergy, 2018) & (ABS, 2017)

La protection des batteries au niveau supérieur est un circuit électronique qui gère l'équilibrage en tension des cellules, calcule l'état de charge et lutte contre les surintensités ou surtensions. Certains fournisseurs appellent cette couche BPU (Battery Protection Unit). L'équilibrage est la gestion de l'état de charge de chaque cellule dans un assemblage. En effet, sans équilibrage une cellule se déséquilibre après quelques centaines de cycles et limite la capacité de toutes les autres. Pour les systèmes de quelques MW, on introduit une couche de contrôle supérieure

généralement appelée BMS. Pour les petites structures de BESS, la distinction entre BPU et BMS n'est pas évidente. Dans le cadre de ces travaux, le BPU est la protection d'une armoire de batteries (1000 V_{DC}) et le BMS est la protection du système BESS comprenant toutes les armoires. Le BMS estime les principales caractéristiques du BESS, comme l'état de charge (SoC) et l'état de santé (SoH) (N.Legrand, 2013), contrôle la gestion thermique de la batterie (D.V.Do, 2010), optimise la charge et gère la communication avec le convertisseur et l'utilisateur. Les autres protections sont les protections habituelles des convertisseurs (disjoncteurs, relais, etc), des transformateurs (mise à la terre) et des bus électriques (disjoncteur et contacteur).

4.1.3 Le contrôle du BESS

Comme le présente la figure 1.11, le contrôle du système BESS est construit avec différents niveaux hiérarchiques liés par des communications (Ethernet, Modbus, etc). Le niveau de contrôle le plus haut supervise l'intégralité de l'unité en prenant en compte les ordres venant de l'opérateur mais aussi des informations des sous-systèmes comme le stockage ou le convertisseur. Son but est de définir une consigne ou un mode de fonctionnement à suivre selon les événements extérieurs. Les niveaux de contrôle subalterne en charge d'un seul équipement, récupèrent leurs informations et les exécutent en assurant continuellement un fonctionnement dans les plages de sécurité (tension et courant). La gestion de l'énergie se fait dans la couche de contrôle la plus haute alors que la commande des IGBT dans la couche la plus basse. Les constructeurs de BESS arrivent avec cette architecture de contrôle à des temps de réponse de l'ordre de 50 ms.

4.1.4 La mise en œuvre

Tous ces équipements sont habituellement placés en conteneur pour s'affranchir des études compliquées de génie civil du bâtiment. Tous les fabricants proposent, en effet, des conteneurs intégrant les cellules connectées et installées sur des étagères, les unités BPU et BMS, le système de protection contre les incendies et le système de refroidissement. Le conteneur est généralement fabriqué sur mesure pour une gamme de batterie avec des propriétés d'étanchéité et d'isolation spécifiques. Les intégrateurs qui achètent les équipements individuellement peuvent agencer les convertisseurs et transformateurs en conteneur. Différentes variantes existent, par exemple, on peut prévoir un couloir central ou simplement que les étagères soient accessibles uniquement par l'extérieur ce qui permet un gain en largeur. L'ordre de grandeur des conteneurs est de 12 m x 3 m x 3 m intégrant une vingtaine d'armoires de batteries, un convertisseur bidirectionnel de 2,5 MVA, une étagère pour les contrôleurs et l'espace pour le système incendie. Dans ce cas, il faut encore prévoir de la place en extérieur pour un transformateur.

4.2. Les différentes technologies de batteries Li-ion

4.2.1 La construction d'une cellule Li-ion

La cellule lithium-ion est composée de deux collecteurs, d'une électrode négative, d'une électrode positive, d'un électrolyte non aqueux et d'un séparateur. Ce dispositif schématisé figure 1.13 met en œuvre une réaction d'oxydoréduction pour permettre la circulation d'un ion lithium à travers l'électrolyte et par conséquent pour respecter l'équilibre, la circulation d'un électron dans le circuit électronique extérieur. Les différences fondamentales entre les technologies de batteries au lithium proviennent de divers couples redox, le lithium restant le réducteur à la décharge peu importe la technologie. Dans de nombreux documents, le terme "anode" ne se réfère que, de manière assez imprécise, à l'électrode négative et la "cathode" à l'électrode positive. Contrairement aux batteries au plomb, l'ion d'un stockage au lithium « se balance » entre les deux électrodes d'insertion sans aucune transformation chimique, ce qui a

donné le nom d'effet « rocking chair ». Il n'y a pas création de métal lithié, uniquement des ions.

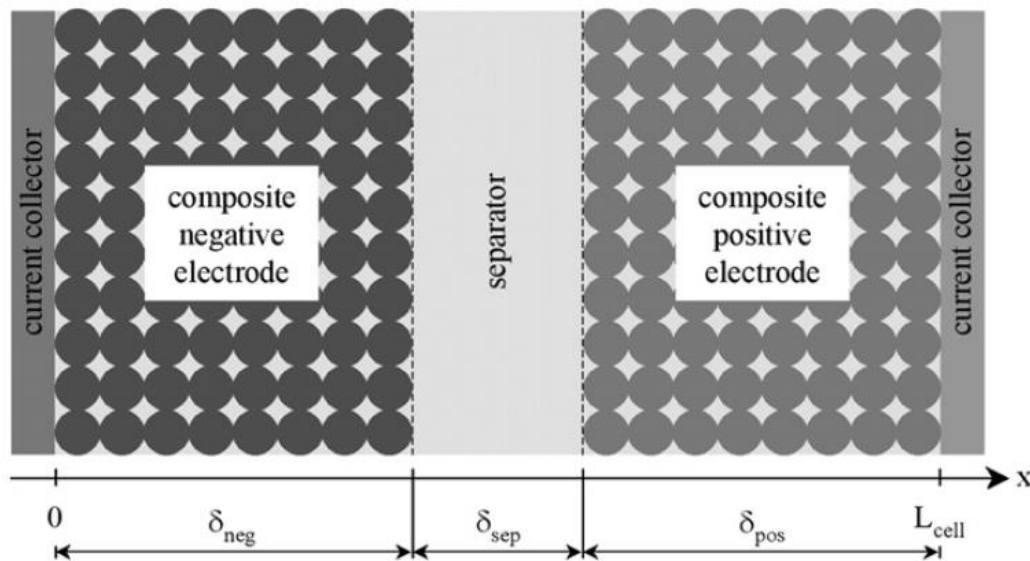


Figure 1.13 : Représentation d'une cellule Li-ion. Source (S.Raël & M.Hinaje, 2013)

La plupart des batteries Li-ion ont une électrode négative avec une structure planaire en graphite, LiC_6 . Pendant la décharge, l'ion migre de l'électrode négative vers l'électrode positive et au contraire pendant la charge, l'ion migre de l'électrode positive vers l'électrode négative. Pour améliorer la cyclabilité de la cellule, une couche de passivation, appelée SEI (Solid Electrolyte Interface), se crée naturellement. L'électrode négative étant dans une fenêtre de potentiel incompatible avec les électrolytes existants, elle réduit l'électrolyte. Comme souvent dans ce cas-là, une SEI se développe à l'interface négative-électrolyte afin de passiver l'interface, ou autrement dit, freiner copieusement la réduction de l'électrolyte. Le SEI va se réduire ou augmenter pendant l'utilisation de la batterie, ce qui est la principale cause de la croissance de la résistance et du vieillissement précoce (N.Legrand, 2013). Un autre matériau d'anode couramment utilisé est le titanate de lithium, $Li_4Ti_5O_{12}$, avec une structure de spinelle et une tension élevée par rapport à Li/Li^+ ($\sim 1,55$ V). Les principaux avantages de cette électrode sont une charge rapide, une bonne stabilité thermique grâce à la structure et un meilleur vieillissement cyclique. En effet, le potentiel élevé de cette électrode rend compatibles certains électrolytes, ce qui permet l'absence de développement de SEI ou de dendrites (N.Nitta *et al.*, 2015). La capacité de cyclage est donc principalement affectée par la formation de gaz comme l'explique (Allart, 2008), (E.R.Iglesias, 2017), (E.Riviere, 2016). Son principal inconvénient est une faible densité d'énergie et une faible tension de cellule (Badey, 2012) par rapport à une anode en graphite et un prix plus élevé causé par le titanate.

De la même façon, l'électrode positive est construite afin d'avoir une structure solide et poreuse pour recevoir l'ion de lithium avec une différence de potentiel élevée par rapport à l'électrode négative. De nombreuses possibilités d'oxydant existent en fonction du type de batterie souhaité (énergie, puissance, sécurité, cyclage, etc). Les principales technologies commercialisées aujourd'hui sont le Nickel-Manganèse-Cobalt (NMC), le Lithium-Fer-Phosphate (LFP), le Nickel-Cobalt-Aluminium (NCA), l'Oxyde de Cobalt Lithium (LCO), l'Oxyde de Manganèse Lithium (LMO). Bien entendu, les oxydants ne sont pas les seuls responsables des performances et du vieillissement des batteries. La quantité de substance chimique, la dimension des électrodes et le conditionnement ont aussi un impact non négligeable. On peut associer n'importe quelle électrode positive avec n'importe quelle électrode négative mentionnée selon les caractéristiques voulues, comme présenté dans la figure 1.14.

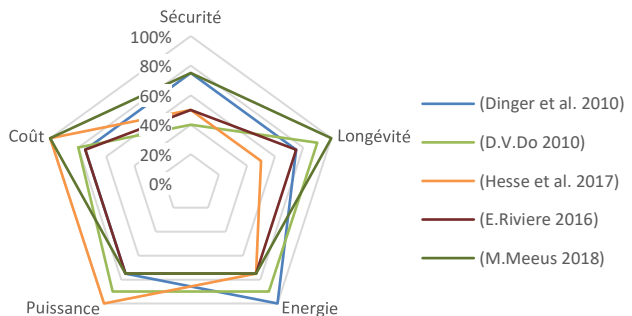
Anode	(-)	Graphite		
Cathode	(+)	NMC		
Tension nominale	V	3.65		
Tension min/max	V	2.75 – 4.2		
C-rate max	Ch/dch	>5C / >2C		
Densité d'énergie	Wh/kg	130 - 225		
Cyclabilité	DoD=100	> 2500	Fournisseurs	LG Chem, Samsung, Enerdel

Figure 1.14 : Principales caractéristiques d'une cellule NMC.

4.2.2 Les différences entre les technologies

De nombreux documents proposent des graphiques en araignée, comme présenté figure 1.14, pour comparer les différentes technologies de batteries lithium-ion. Cependant en croisant les références, on peut remarquer que tous les documents ont une opinion et un point de vue différents. Le graphique est modifié en fonction des appréciations de l'auteur ou de la technologie vendue par le fournisseur. Le plus simple pour avoir des idées des capacités réelles de la technologie consiste à chercher directement les caractéristiques des fournisseurs et de les comparer une par une, comme réalisé dans la figure 1.15. Il en va de même pour la recherche de la capacité spécifique, la puissance spécifique, la densité énergétique, le nombre de cycles, etc, qui sont dépendants aussi des quantités de matières mises en jeu. Seules les publications orientées vers la chimie des matériaux apportent des réponses sur le potentiel de chaque technologie. Aujourd'hui, la communauté scientifique concentre ses recherches sur divers sujets comme les matériaux chimiques de la cellule (électrodes, séparateur, électrolyte), l'intégration du matériel (boîtier, protections intrinsèques), la modélisation (modèle électrochimique, de vieillissement et thermique) et la conception de logiciels (BMS) (A.Devie, 2012), (A.Zenati, 2012), (N.Legrand, 2013). Cette analyse comparative des différentes technologies de batteries Li-ion en fonction des performances voulues doit être menée pour s'orienter vers la bonne technologie. Ce choix crucial de la batterie est la première étape avant le dimensionnement des autres composants du BESS tels que le convertisseur, le transformateur et les câbles. L'impact est important car il définit environ 63% du prix final.

Technologie	LCO	LFP	NCA	NCA	LMO	LTO	NMC
Fournisseur	GS Yuasa	EAS / Gaia	Saft	EAS	AESC	Kokam	Samsung
Type	Power	Power	Power	Energy	Energy	Power	Energy
Nom	LVP	LFP 38 HP	VL 30 P	NCA 55 HE	AESC LMO	LTO 65	SDI 94
Capacité nominale (Ah)	75	50	30	55	32,5	65	94
Tension nominale (V)	3,7	3.2	3,6	3,7	3,75	2,2	3,68
Energie spécifique (Wh/kg)	101	83	97	135	157	77	172
Plage de tension (V)	2,8 / 4	2.5 / 3.6	2,7 / 4,0	3,0 / 4,2	2,5 / 4,2	1,5 / 2,8	3,2/4,15
Température (°C)	-18 / 65					-40 / 60	-25 / ...
Poids (kg)	2,75	2,3	1,1	1,5	0,787	1,85	2,01
Ch/Dch, C-rate	1 / 5	... / 15	... / 10	... / 1.8	... / 3	4 / 8	1 / 2
Chimie	LCO	LFP	NCA	NCA	LMO	NMC	NMC
	Graphite	Graphite	Graphite	Graphite	Graphite	LTO	Graphite

Figure 1.15 : Tableau de comparaison de certaines technologies en fonction des fournisseurs

4.2.3 Quelques définitions usuelles

Les termes communément employés pour des stockages électrochimiques et utilisés dans la figure 1.14 et figure 1.15 sont définis comme (H.Rubenbauer et S.Henninger, 2017) :

- La capacité est la charge électrique que la batterie peut fournir pendant un temps donné dans des conditions spécifiques (température constante, plage de tension, etc.). La capacité de la cellule dépend de la capacité de chaque électrode et de la quantité de substance chimique utilisée, comme expliqué dans (E.R.Iglesias, 2017). L'unité est l'ampère-heure (Ah).
- L'état de charge ou SoC (State of Charge) est la quantité de charge électrique stockée par rapport à la capacité nominale. L'unité est le pourcentage (%).
- L'état de santé ou SoH (State of Health) est une perte d'une quantité donnée de matière active ou une augmentation d'une quantité donnée de la résistance interne de la cellule. Le calcul est effectué avec la valeur de capacité, ou de résistance, actuelle de la cellule par rapport à la valeur nominale. L'unité est en pourcentage (%), et généralement une perte de capacité de 20% ou une augmentation de résistance de 100% est considérée comme le seuil pour lequel la batterie doit être remplacée (Badey, 2012).
- La tension de circuit ouvert ou OCV (Open Circuit Voltage) est la différence de tension mesurée à l'équilibre au niveau des électrodes et à différents états de charge. La mesure de cette valeur se réalise lorsque la tension de la cellule est au repos. L'unité est le volt (V).
- L'impédance de la cellule comprend une partie réelle résistive et une partie imaginaire majoritairement capacitive. Comme expliqué dans (E.R.Iglesias, 2017), l'impédance de la cellule, représentée dans le domaine de Nyquist, a trois phases différentes correspondant à une résistance ohmique, une impédance de transfert de charge, et une impédance de transport de masse.
- Le « C-rate » est le rapport entre le courant de décharge et la capacité nominale de la cellule. Une cellule de 20 Ah, qui est déchargée à 2C, fournira 40 ampères.

4.3. Le marché actuel pour les systèmes de stockages électrochimiques distribués

Une analyse au niveau européen a permis d'identifier les marchés pour les BESS et les freins à leur développement. Pour les systèmes de stockage électrochimique, les types de marchés accessibles sont des services avec des temps de réponse rapides et des temps de maintien courts (inférieur à 30 min). Ainsi il s'agit essentiellement des services de soutien en fréquence et de soutien en tension.

4.3.1 Les freins et les barrières des différents marchés européens accessibles aux BESS

En France, les réserves primaires et secondaires sont rémunérées, mais pas suffisamment pour justifier un investissement. De plus, aucun appel d'offre du GRT pour l'intégration de BESS n'a été soumis. En outre, sa qualification comme source de flexibilité n'a jamais été définie.

Au Royaume-Uni, National Grid a fait un appel d'offre en 2016 lors de la création d'un nouveau service réseau exclusif au BESS. Ce service, appelé EFR (Enhanced Frequency Response), fonctionne comme une réponse primaire avec un temps de réponse de 1 seconde (contrairement à 10 sec) qui doit être maintenu jusqu'à 30 minutes. L'appel d'offre a généré 211 propositions de 37 entreprises différentes cumulant 4700 MW. Parmi toutes les offres, 8 ont été retenues cumulant 201 MW de BESS avec un prix moyen de 9.8 £/MW. Depuis le GRT

ne propose plus de nouveaux contrats EFR. Concernant les autres marchés possibles pour les systèmes de stockage au Royaume Uni, un « Expression of Interest » pour des black start a été émis en 2019. Cependant pour ce service lucratif, l'utilisation d'un BESS n'en est qu'au stade de projet. Malgré cela, il est important de noter que le Royaume-Uni, où le stockage est considéré comme une source de flexibilité du réseau, est reconnu comme un marché avancé en Europe.

En Allemagne, les batteries sont pleinement qualifiées par le GRT. Cependant avec le mix énergétique énoncé en première partie, la stabilité du réseau est réalisée grâce aux centrales thermiques installées.

En Belgique, les batteries sont pleinement qualifiées par le GRT. La possibilité de les utiliser pour la réponse primaire existe mais elle est malheureusement contrebalancée par le volume des enchères qui est actuellement très limité. En effet, en 2019 le volume moyen par semaine de réponse primaire contracté est de 78 MW. De plus, l'avantage principal du BESS qui est un temps de réponse rapide n'est pas valorisé, car la réponse doit être produite en 30 secondes maximum, ce qui met cette technologie en concurrence avec les centrales conventionnelles. De la même façon qu'en Angleterre, un appel d'offre black start a été réalisé mais aucune centrale n'a investi dans un BESS pour fournir ce service.

En Italie, en Espagne et en Irlande, les BESS ne sont pas encore qualifiés par les GRT. La réponse primaire en fréquence est obligatoire mais n'est pas rémunérée par le paiement de la capacité à le fournir. Le black start est lui aussi non rémunéré. Malgré cela, on remarque que les GRT manifestent un intérêt croissant vers les solutions de stockage en raison de la forte pénétration des énergies renouvelables et de l'élimination progressive du charbon.

Les marchés européens sont donc actuellement très compliqués à approcher et doivent être étudiés de manière approfondie pour chaque offre potentielle. De plus, le changement permanent du grid code avec l'évolution variable des prix rendent difficile l'étude économique et ralentissent l'investissement potentiel. Seules les hybridations des BESS avec des centrales renouvelables de types photovoltaïques offrent des rémunérations sûres et constantes. Mi-2019, la référence (S.Huntington, 2019) a un regard plus optimiste sur le marché et cite les opportunités des BESS à l'échelle mondiale. Il pointe cependant une saturation possible des marchés qui est aujourd'hui visible et freine le déploiement de telles solutions.

Summary of international progress toward addressing regulatory and market design issues associated with energy storage						
Issue	Key questions	United States	United Kingdom	Australia	Canada	Germany
Classification and ownership	Have regulators clarified how energy storage is classified? In restructured markets, is it clear how utilities can own or contract for storage?					
Lack of markets	Do markets exist for all the services batteries can provide?					
Bidding parameters	Do energy market bidding parameters reflect the unique characteristics of energy storage such as state of charge?					
Capacity credit	Have regulators defined the capacity credit of energy storage? Is the value a function of duration and market penetration?					
Balancing market design	Do markets for frequency regulation have mechanisms to value speed and accuracy? Do they offer energy-neutral signals or long-term contracts?					
Network and resource planning	Is storage considered in long-term resource planning? Is it considered a viable nonwire alternative in T&D planning?					
Cost and market-based rates	Is storage able to provide both market-based and regulated services? Does the regulatory framework ensure fair competition?					
Retail participation	Are BTM storage resources eligible to provide wholesale services? Do they pay full retail rates when charging to provide wholesale services?					
Network tariffs	Is storage exempt from network fees when charging to provide network-related or balancing services?					
Retail rate structures	Do retail rate structures create incentives to reduce peak consumption? Are time-varying rates and demand charges widely used?					
Solar PV support schemes	Do distributed solar PV support schemes create an incentive for self-consumption?					

= Barrier addressed
 = Barrier partially addressed
 = Barrier not addressed

Figure 1.16 : Résumé des progrès réalisés au niveau international pour résoudre les problèmes de réglementation et de conception du marché liés au stockage de l'énergie. Source (S.Huntington, 2019)

Le premier frein, implicitement mentionné, est la non-qualification du stockage d'énergie. Comme le demande (S.Huntington, 2019), la première question à se poser est « le système est-il défini comme moyen de production ou équivalent à une charge ? ». La réponse des GRT est généralement une production à la décharge et une charge (consommation) à la recharge. D'autres barrières qui sont proposées à travers la figure 1.16 sont aussi rencontrées à l'échelle mondiale. On y retrouve les interrogations précédentes comme la réalité d'un marché particulier, l'intégration dans les autres marchés ou bien la vision à long terme de ces solutions.

4.3.2 Les évolutions potentielles au niveau mondial

On peut mentionner le rapport américain (GAO, 2018), comme autre source analysant les facteurs ralentissant le déploiement des structures BESS. On y retrouve, en plus de certaines barrières déjà mentionnées, la maturité et la sécurité de la technologie Li-ion. Cependant, seul la mise en œuvre des batteries lithium rendra mature la technologie en réduisant, par exemple, l'incertitude de la performance par rapport au vieillissement et aux conditions d'exploitation. Concernant la sécurité et les normes associées, de plus en plus de réglementations ont été publiées au cours des dernières années. Les premières normes publiées étaient consacrées aux petites piles, généralement destinées à des appareils grand public. Par la suite, des normes spécifiques aux véhicules électriques ont été rédigées. Récemment, de nouvelles normes se sont concentrées sur le stockage d'énergie à grande échelle et les applications marines. Le tableau 1.5 se concentre sur les normes dédiées aux BESS couvrant les applications stationnaires connectées au réseau.

Tableau 1.5 : Recensement des normes en vigueur pour les systèmes distribués

Standard	Date	Target	Description	Test
UL 1973	2018	<i>Sécurité</i>	Evaluation de la capacité d'un système de batterie à résister en toute sécurité à des conditions d'abus. Tests électriques, mécaniques, environnementaux, de défaillance interne des cellules et tests de matériaux applicables.	Y
UN/DOT 38.3	2009	<i>Transport</i>	Description des huit procédures de test pour évaluer la sécurité du transport aérien des piles au lithium.	Y
IEC 62620	2014	<i>Performance, marquage et désignation</i>	Description des procédures de marquage, de désignation et d'essai pour évaluer les performances du système	Y
IEC 61427-2	2015	<i>Performance et réseau</i>	Evaluation des performances et de l'endurance des systèmes de batteries jusqu'à leur fin de vie avec des tests de profil de charge spécifiques correspondant aux applications classiques.	Y
IEC 62281	2016	<i>Sécurité et transport</i>	Basées sur la norme UN/DOT 38.3, description de la procédure d'essai pour évaluer la sécurité du transport des batteries	Y
IEC 62619	2017	<i>Sécurité</i>	Description des procédures d'essai pour évaluer la sécurité du système	Y
IEC 62933	2018	<i>Sécurité</i>	Analyse des risques des BESS et sécurité intrinsèque du système	Y
IEC 62897	A venir	<i>Sécurité</i>	A définir	N/A

(GAO, 2018) mentionne aussi des arguments favorables au marché comme l'intégration de sources renouvelables, ou bien la chute des prix du marché des batteries. L'analyse la plus récente des prix du marché est celle de (S.Huntington, 2020), qui propose les coûts du système (hardware, software et ingénierie) à 1110 €/kW donc de l'ordre de 275 – 325 €/kWh pour un BESS dimensionné en énergie (C/4). Le chiffre en €/kW semble élevé lorsque l'on souhaite une batterie dimensionnée en puissance, en choisissant la bonne technologie, il serait plutôt aux alentours de 950 – 1000 €/kW. Il est intéressant de savoir, comme le montre la figure 1.17, que le coût des modules de batteries représente 63% du coût total du système. Le reste est ventilé entre le conteneur, l'installation, l'ingénierie et les convertisseurs.

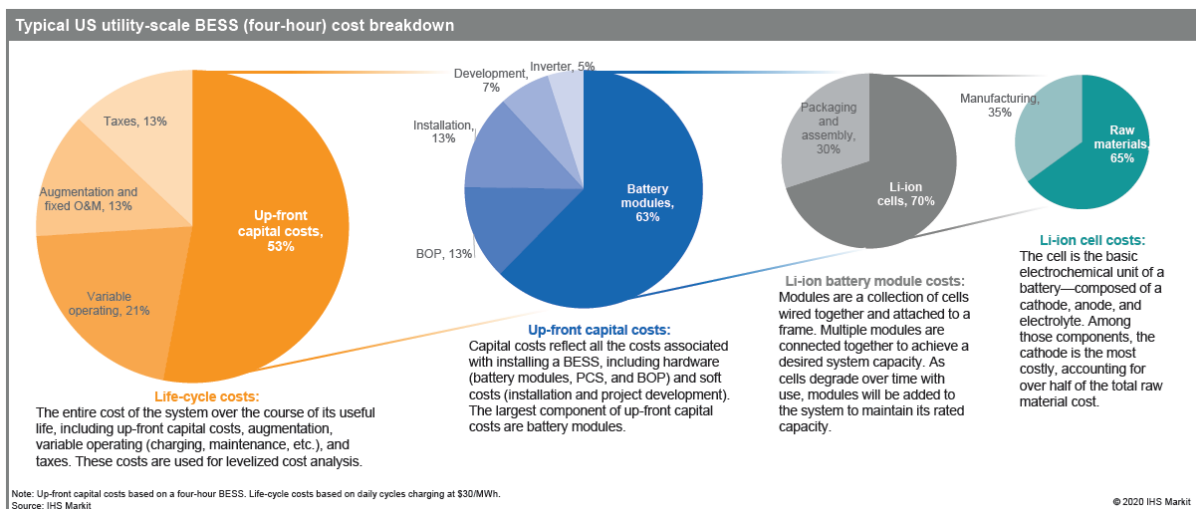


Figure 1.17 : Ventilation des coûts du BESS à l'échelle des services publics aux États-Unis. Source (S.Huntington, 2020)

5. Une proposition d'hybridation des constructeurs de turbines à gaz pour améliorer l'opérabilité

Le contexte de transition énergétique, qui force le renouvellement du cycle combiné vers une source plus flexible et l'essor du stockage d'énergie au sein des réseaux, favorise le développement de solutions innovantes. Ainsi General Electric et les autres constructeurs historiques travaillent depuis plusieurs années à l'intégration dans les centrales électriques d'un système de stockage d'énergie électrique, dont l'objectif principal est d'améliorer l'opérabilité et la capacité à fournir divers services réseaux. Les travaux réalisés avant cette thèse ont permis de définir un cahier des charges préliminaire du système de stockage et de s'assurer de la faisabilité et de la rentabilité d'un tel système. A titre indicatif, la puissance d'un tel système est de l'ordre de quelques pourcents à quelques dizaines de pourcents de la puissance de la centrale à laquelle il est intégré. Ainsi le système de stockage proposé aura une puissance de plusieurs MW à plusieurs dizaines de MW, pour des centrales d'une puissance de 50 MW à 2 GW. Ce cahier des charges a été réalisé à la suite d'un brevet proposant d'hybrider une centrale cycle combiné avec un volant d'inertie (E.Pena *et al.*, 2015). La solution n'étant pas économiquement viable, la recherche s'est concentrée sur les systèmes électrochimiques au lithium.

5.1. Une analyse sur les hybridations réalisées ou proposées aujourd'hui

En décembre 2019, le département de l'énergie Américain (DOE) a soumis une demande d'information pour une intégration de système de stockage dans les centrales conventionnelles. Cette demande d'information a pour but de financer des projets prototypes qui permettront d'augmenter la flexibilité ou l'efficacité de ces centrales. Cette demande est ouverte à tous projets de stockage qu'ils soient électrochimique, chimique, inertiel, thermique, etc.

Beaucoup d'idées d'hybridation des centrales conventionnelles ont vu le jour depuis 2012. Cependant peu ont débouché sur le développement d'une nouvelle gamme de produits, ou même sur la construction d'un prototype. Le tableau 1.6 présente des brevets essentiellement déposés aux USA ou en Europe et témoignent de l'intérêt pour l'hybridation. Bien entendu, cette liste non-exhaustive recense seulement les centrales cycle combiné ou cycle simple qui

sont l'objet de l'étude. Parmi les inventeurs des brevets déposés, on retrouve les grands constructeurs de turbines à gaz comme GE, Siemens et Rolls Royce mais aussi quelques universitaires ou des intégrateurs.

Tableau 1.6 : Recensement des brevets en vigueur pour les systèmes distribués

Brevet	Date	Type de stockage	Type de centrale	Inventeur
GB2519626B	2014	Air comprimé	Turbine à gaz	Energy Technologies Institute
US8971064 EP2595266	2015	Inertielle	Cycle combiné	General Electric
US20150084339 US20170331298 US9997924B2	2015	Electrochimique	Turbine à gaz	Wellhead
US20170254265	2017	Air comprimé	Turbine à gaz	Cal Poly Corporation
WO2017025664 US20180145511	2017	Electrochimique	Turbine à gaz	General Electric
US10141617B2 EP2807697B1	2017	Batterie haute température	Turbine à gaz	Siemens
AU2015391669	2017	Thermique	Turbine à gaz	Karl Brotzmann
GB2539299B US10396417B2	2017	Thermique	Turbine à gaz	Rolls Royce
US10012448B2	2018	Thermique	Turbine à gaz	X Development
US20180058320	2018	Air comprimé	Turbine à gaz	Energy Technologies Institute
WO2019133692	2019	Electrochimique	Turbine à gaz	Zhang Sen
US20190226462	2019	Thermique	Cycle combiné	Conlon William – Pintail Power

Malgré un enthousiasme croissant, peu de projets et peu de produits ont vu le jour. Les deux produits phares sont ceux de General Electric, appelé Thermal Hybrid ou Hybrid EGT ou PI-BESS, et de Siemens, appelé Siestart. Et le seul projet réellement construit est l'hybridation d'une turbine aéro-dérivée LM6000 à Norwalk lors d'un partenariat entre GE, Southern California Edison et Wellhead. Plusieurs articles de presse mentionnent d'autres commandes pour GE à Alberta ou Los Angeles, ou pour Siemens à Schwarzhede. L'analyse des capacités de ces systèmes hybrides est impossible avec le peu de retour d'informations. Mais, d'après ces deux intégrateurs, il y a énormément de services à hybrider avec ce système. Les fonctions proposées sont décrites dans le document (GEP, 2017b) et les articles de presse (GEP, 2017a), (GCC, 2017), (S.Patel, 2017) pour GE et dans (U.Fuchs & S.Alwers, 2018) pour Siemens, elles concernent :

- L'amélioration du temps de réponse, mais aussi du volume de la réponse primaire de la centrale.
- L'amélioration du taux de prise en charge de la centrale afin de permettre un meilleur suivi de la consigne.
- Le soutien en puissance réactive ou en tension, autant au niveau du réseau que sur le bus auxiliaire.
- La réalisation d'un black start afin de démarrer la centrale à partir du stockage.
- L'augmentation dans les cas critiques de la puissance maximale.
- La diminution du point MECL.
- La diminution des émissions en favorisant les points de fonctionnements les moins polluants.
- La stabilisation de la puissance des turbines, les fluctuations de puissance étant gérées par le BESS.

- La possibilité de réaliser des services malgré la déconnexion des génératrices, comme la réponse primaire.
- L'augmentation de l'inertie des machines à l'aide d'une inertie synthétique fournie par le stockage.
- La recharge de la batterie à l'arrêt de la centrale avec l'énergie cinétique emmagasinée dans la ligne d'arbre.

Toutes ces idées sont, en effet, intéressantes pour un gestionnaire de centrale qui souhaiterait améliorer sa flexibilité. En réalité, la solution hybride est conçue pour réaliser au maximum 2 ou 3 services afin de rester dans des dimensions de stockage ordinaires. Par exemple, le BESS installé à Norwalk est de 10 MW / 4.3 MWh pour une turbine de 50 MW. En lisant le papier de Siemens, on se rend compte que la taille proposée est encore plus grande et atteint entre 50 et 100% de la puissance de la machine. En sachant que l'ordre de grandeur de l'encombrement est de 40 m²/MWh, ces systèmes sont très volumineux et l'intégration dans des centrales réputées pour leur compacité n'est pas évidente. Ce problème est plus important pour les centrales déjà existantes qui ont peu d'espace disponible. Il est intéressant de noter que GE différencie les solutions hybrides selon l'intégration et le type de contrôle. Les termes utilisés sont « standalone » pour un stockage distribué connecté au réseau d'électricité proche ou non d'une centrale et contrôlé en fonction des constantes mesurées, et « hybride » pour le stockage entièrement intégré aussi bien pour le matériel que pour le contrôle.

L'article (A.Giacchino & E.Repetto, 2019) propose une étude technico-économique d'une centrale hybridée avec un BESS d'une puissance de 3% comparée à celle de la centrale. Les services étudiés sont la réponse primaire, la réponse secondaire en fréquence et la réserve de capacité sur le marché spot day-ahead. Ce système, plus raisonnable du point de vue de la taille, a un retour sur investissement d'environ 6 ans et une marge brute cumulée de 2.8 M€ sur un investissement initial de 6 M€. Cette référence accentue l'importance d'avoir un contrôle hybridé avec « un optimiseur » permettant d'utiliser le meilleur des deux systèmes.

Mon étude se déroulant durant la période de publication de ces articles, les travaux présentés dans le deuxième chapitre sont semblables avec des services similaires. Les travaux présenteront différents cas techniques décrivant le contrôle, l'intégration mais aussi le bénéfice de chaque fonction. La conclusion de cette partie nous amène à penser que malgré un intérêt croissant des fournisseurs ou opérateurs concernant ces systèmes, les réseaux électriques ne sont pas encore disposés à les utiliser.

5.2. Les intentions lors d'une hybridation d'un cycle combiné et d'un stockage électrochimique

Les CCGT, situées sur le réseau de transport, sont dimensionnées pour produire de l'électricité en continu et stabiliser le réseau à l'aide des services auxiliaires. Cependant, la transition énergétique actuelle impose un renouveau et un changement d'opérabilité. Il est évident qu'une hybridation avec une source de puissance comme les BESS améliorera sa flexibilité. En effet, l'intégration du système de stockage d'énergie dans la centrale doit résulter en des fonctionnalités et des modes de contrôle différents des applications existantes, qui amènent à revoir et compléter les règles de spécification et de conception actuelles de ces moyens de stockage d'énergie.

Ce cahier des charges, qui est énoncé par la suite, a été réalisé en 2016 avant les publications ou projets précédemment énoncés des fournisseurs historiques. Comme on le ressent aujourd'hui, leur volonté lors de cette intégration est de proposer des fonctionnalités innovantes et réalisées au moyen d'un seul et même système. Cela sous-entend que les réponses devront être coordonnées pour que vis-à-vis du réseau, l'action ait été réalisée par un système hybride et non deux sources différentes. En faisant cela, il apparaît une certaine

aisance quant à l'utilisation des systèmes, ce qui permettra de basculer à notre convenance certaines contraintes sur le système de stockage d'énergie ou sur la turbine à gaz. Les fonctionnalités innovantes peuvent concerner l'optimisation du fonctionnement de n'importe quel équipement (BESS, TG et TV) et doivent garantir la performance du système complet au point de raccordement de la centrale au réseau. Afin de réussir cela, une stratégie de contrôle de l'ensemble du système doit être établie pour garantir les performances minimales requises tout en optimisant et réduisant les contraintes techniques sur les différents équipements dans le but d'en réduire le coût et/ou d'en augmenter la durée de vie. Un autre point important est l'intégration du système de stockage d'énergie à la distribution électrique de la centrale. Selon le contexte, ce raccordement peut être réalisé dans une centrale existante ou en construction. L'intégration devra, en fonction des équipements du cycle combiné, réduire le surcoût (redondance), faciliter l'encombrement du matériel et prévoir le point de raccordement. En effet, les dimensions du système de stockage et les fonctionnalités réalisées forcent à envisager plusieurs schémas de raccordement.

Ces intentions permettent de donner une définition claire du système hybride : « Le système a pour objectif d'améliorer l'opérabilité et la fiabilité de la centrale. Pour cela, la centrale hybride propose de nouvelles fonctionnalités, optimise l'intégration des équipements avec l'existant et établit une supervision de l'ensemble des systèmes à l'aide d'un contrôle global. Finalement une contrainte de transparence d'utilisation pour l'opérateur est à prendre en compte. ».

Concernant la taille du stockage nous sommes alors confrontés à deux choix. Les petits projets hybrides (inférieur à 5% de la puissance de la centrale) peuvent être raisonnables en termes d'investissement mais sont difficilement rentables malgré la combinaison de différents services. Les grands projets de batteries (supérieur à 20% de la puissance de la centrale) sont difficilement intégrables d'après la définition donnée mais permettent de cumuler plus de revenus. Néanmoins, le niveau d'investissement est très élevé pour de tels projets, ce qui les limite. Dans ce cas, la limite entre une centrale hybride et une centrale standalone n'est pas évidente malgré un contrôle commun. En effet, la connexion de la centrale hybride peut être vue par le GRT comme deux points de connexion distincts et donc deux systèmes différents. Dans le cadre de ces travaux, le choix d'un BESS de petite taille est paru évident afin de permettre le développement d'un produit et d'équiper le plus de cycles combinés possible.

5.3. Les enjeux de l'hybridation : des verrous à lever et plusieurs fonctions à réaliser

Tout comme les BESS standalone, les projets de centrale hybride font face à des barrières qui ne permettent pas leurs développements. Par exemple, il sera utile d'obtenir une plus grande flexibilité de la part des GRT au niveau européen afin de faire reconnaître les avantages d'un tel système en termes de flexibilité, d'efficacité et de sécurité. Les GRT pourraient proposer l'évaluation du système via des essais mais aussi proposer certains paiements dédiés à ces systèmes flexibles. De tels changements ont déjà eu lieu en Australie et aux États-Unis où les règles du grid code et les systèmes de rémunération ont été modifiés pour favoriser les installations de BESS. Le même effort est aussi à réaliser pour des systèmes hybrides.

En France, la déclaration de la capacité d'une réserve pourrait être plus flexible. En effet, cette valeur est difficilement modifiable ce qui est compréhensible pour les cycles combinés. Pour un système hybride, la déclaration de deux valeurs serait nécessaire, une lorsque la centrale est en fonctionnement (capacité du système hybride) et une autre lorsque la centrale est à l'arrêt (capacité du BESS). De la même manière, la qualification d'une centrale hybride n'étant pas clairement définie, il est possible que la centrale ne puisse pas cumuler les services, comme par exemple la réserve primaire et le black start. Finalement, le black start n'étant pas rémunéré, il est difficile d'anticiper l'intérêt réel du service réalisé avec une source hybride. En

Grande-Bretagne, les exigences de connexion au réseau national peuvent représenter une limitation pour l'application hybride dans le cas où le client souhaiterait faire fonctionner les batteries lorsque le CCGT n'est pas en service. En Belgique, il existe un marché potentiel pour les unités thermiques hybrides, comme pour les BESS standalone. Mais cette possibilité est malheureusement contrebalancée par le volume des enchères qui est actuellement très limité. En Italie comme en Espagne, la réponse primaire en fréquence est obligatoire mais n'est pas rémunérée par le paiement de la capacité, uniquement le paiement de la fourniture. Le black start est lui aussi non rémunéré, ce qui diminue fortement l'analyse de rentabilité. Et finalement en Irlande, le GRT irlandais n'autorise pas l'utilisation des batteries si la CCGT n'est pas en service ce qui représente une limitation pour les revenus. La figure 1.18 extraite de (ENTSO-E, 2018) en 2017 montre ces barrières qui ne sont pas toutes tombées pour la réponse primaire et le black start, mais laisse entrevoir un changement croissant.

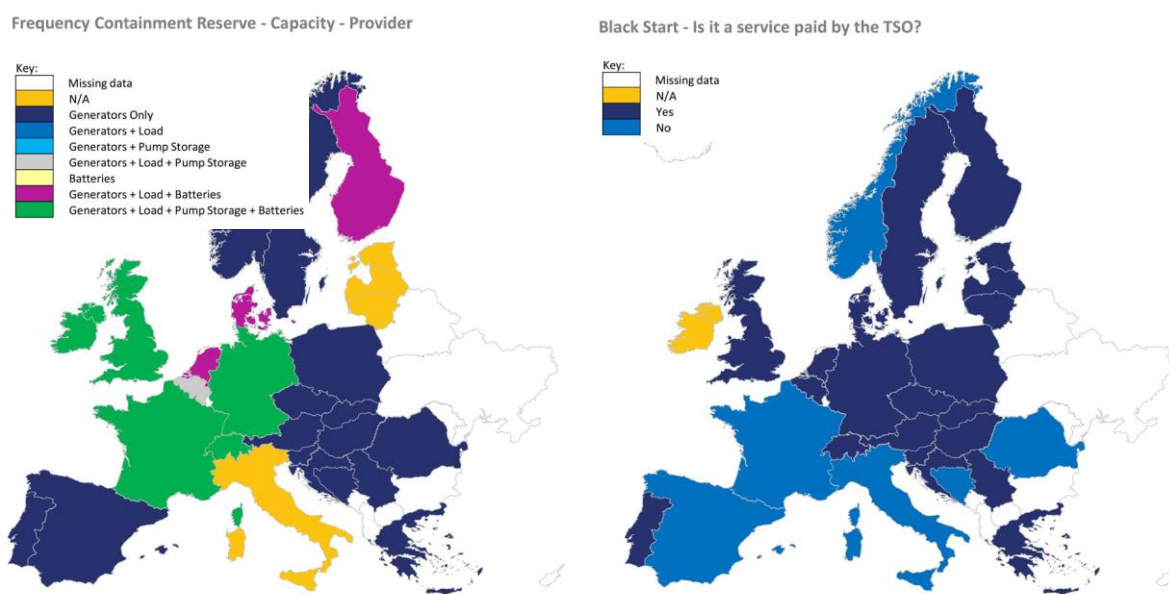


Figure 1.18 : Résultats des sondages fait en 2017 par l'ENTSO-E sur la réponse primaire et le black start. Source (ENTSO-E, 2018)

La discussion précédente privilégie les services comme la réponse primaire et le black start car ils représentent aujourd'hui la principale source de revenu envisagé. Mais comme le démontrera le chapitre 2 ce n'est pas le seul intérêt du système hybride.

Un travail en commun entre les GRT, l'ENTSO-E, les producteurs et les équipementiers est continuellement nécessaire. Il peut être réalisé, comme cela est en train d'être fait pour les systèmes hybrides en groupes de travail. Ces réunions, organisées par l'ENTSO-E et dont General Electric fait partie, ont mis en évidence les difficultés suivantes qui sont similaires à celle des BESS standalone :

- Le "stockage" n'est actuellement pas qualifié dans les réseaux (les groupes étant la production, la demande ou le HVDC). Il n'y a pas de définition claire de ce que sont un "site mixte" et les exigences voulues.
- Des difficultés sont observées pour définir les exigences techniques et les tests pour un hybride. L'hybride, doit-il être conforme comme une unité synchrone, une unité non synchrone, ou les deux ?

Un autre enjeu pour ces solutions hybrides sera de proposer une mutualisation des services comme définie par (G.M.A.Delille, 2011) « il s'agit d'associer un maximum de services au sein d'une même unité de stockage sans se limiter sur les acteurs potentiellement concernés. L'objectif de telles offres de services est de cumuler des valeurs économiques et/ou

environnementales en vue d'arriver à un bilan favorable pour l'ensemble des participants ». Plusieurs études économiques en arrivent à cette conclusion comme celle de (N.S.Wade *et al.*, 2010) ou (A.Giacchino & E.Repetto, 2019). D'un point de vue économique, un projet hybride CCGT/BESS peut réussir lorsqu'il y a une combinaison de plusieurs services. On peut déjà citer certains couples de services populaires comme le black start avec une réponse en fréquence, la réduction de la charge inférieure à MECL avec une réponse en fréquence, le contrôle de fréquence avec un soutien en tension. La principale difficulté lors de la mutualisation est la faculté à assurer les deux services en permanence et ainsi éviter les pénalités du GRT. La gestion de l'énergie ou la gestion de la puissance du stockage est le point clé pour réaliser cette mutualisation.

6. Conclusion

Le contexte de transition énergétique actuelle impose au GRT mais aussi aux opérateurs de centrales et aux équipementiers de modifier leurs usages. La structure générale des réseaux d'électricité actuelle a été expliquée avec le monopole du gestionnaire du réseau de transport, l'ouverture à la concurrence en 2007 du réseau de distribution, les rôles des producteurs ou des commercialisateurs qui répondent ou proposent des marchés, appelés de capacité, qui assurent la fourniture et la réserve de l'énergie électrique tout au long de l'année.

Chaque pays produit, importe ou exporte l'énergie comme il le souhaite, souvent en fonction de ses ressources comme l'Allemagne avec le lignite. En Europe occidentale, la France et l'Allemagne sont les deux plus gros pays exportateurs alors que la Belgique, l'Angleterre et l'Italie sont importateurs. Le mix énergétique diffère selon les pays mais on note dans chaque pays analysé un plus fort taux de pénétration des énergies renouvelables. Les prévisions des mix énergétiques futurs s'orientent vers une diminution drastique des centrales à charbon et un maintien de la flotte actuelle des centrales conventionnelles. Les différents GRT de l'Union Européenne, sous l'autorité de l'ENTSO-E, instaurent un réseau unique pour faciliter les transactions financières (convergence des prix), mais aussi pour augmenter l'inertie et la flexibilité du réseau, par conséquent, la stabilité électrique. Chaque GRT est responsable de la qualité de l'énergie électrique fournie, en d'autres termes, la tension, la fréquence et la continuité doivent être assurées dans leurs plages de fonctionnement nominales. Les règles pour assurer cette stabilité sont définies dans les grid codes de chaque GRT. Malgré la disparité des grid codes, les pays utilisent toujours les mêmes grands principes de stabilité qui consistent à contrôler la puissance active pour réguler la fréquence, à contrôler la puissance réactive pour réguler la tension, à gérer les planifications de la production, à créer des parades ultimes, etc. Ces services sont aujourd'hui réalisés par des sources, appelées sources de flexibilité, qui ajustent leur production et qui sont caractérisées par un démarrage rapide et indépendant de l'état du réseau, un fort taux de prise de charge et une basse charge minimum. Les centrales conventionnelles pouvant réaliser ces services sont les centrales à gaz et les centrales hydro-électriques. Il apparaît aujourd'hui de nouveaux systèmes comme le stockage d'énergie, les FACTS ou même des réseaux « intelligents » qui peuvent être considérés comme des sources de flexibilité et permettent de réduire l'instabilité générée par les sources intermittentes renouvelables. Le réseau, en pleine transition d'un monde carboné vers un monde plus écologique, s'appuie sur ces solutions. Les centrales conventionnelles comme les centrales thermiques à gaz essayent de se renouveler afin de concurrencer ces nouvelles technologies.

L'étude proposée dans ce document est l'amélioration de la flexibilité et de l'opérabilité d'une centrale cycle combiné en y intégrant un système de stockage d'énergie électrochimique. Un rappel du fonctionnement de ce type de centrale a été nécessaire. Le cycle combiné est une centrale thermique comprenant une turbine à gaz, une turbine à vapeur et une chaudière de récupération d'énergie. C'est donc la combinaison de deux cycles thermodynamiques (Brayton

et Hirn) qui lui a donné son nom. La turbine à gaz fonctionne comme un réacteur d'avion en comprimant l'air, le mélangeant à du gaz et provoquant une détente à l'aide d'une combustion. Ce premier cycle fini, on peut entamer le deuxième en récupérant l'énergie thermique des gaz d'échappement dans une chaudière de récupération en pressurant des ballons chauffe-eau. L'énergie récupérée est injectée sous forme de vapeur dans une turbine à vapeur. Dans ce type de centrale, la flexibilité est uniquement fournie à l'aide de la turbine à gaz et non de la turbine à vapeur. La conversion électromécanique est réalisée à l'aide d'une ou plusieurs génératrices synchrones entre 50 et 600 MW pour la gamme de GE. Le réseau électrique de la centrale a lui aussi été présenté afin d'apercevoir les possibilités de connexions du système de stockage. L'intégration étant autant matérielle qu'informatique en passant par l'électrique, un bilan sur l'exploitation et le comportement de la centrale a été réalisé. Il existe trois principales boucles de régulation permettant de réguler la vitesse, l'accélération et la température de la flamme. Une discussion sur les quotas d'émissions et le type d'émission a permis de positionner cette technologie comme étant la moins polluante des centrales thermiques. Ce qui incite les prédictions du marché des cycles combinés ou plus généralement des turbines à gaz à être positives et à envisager un marché pendant 50 ans. Les conditions pour que cela se réalise sont une augmentation de la flexibilité de la machine mais aussi un changement de combustion, à l'hydrogène, qui permettrait de supprimer les émissions de CO₂.

Cette flexibilité est mise en concurrence avec des systèmes de stockage électrochimique, appelé BESS. Ils sont composés de cellules électrochimiques, de convertisseur de puissance et de transformateurs et intégrés dans des conteneurs. Ces travaux se sont concentrés sur la technologie lithium-ion qui arrive à maturité et qui propose aujourd'hui 6 technologies différentes, qui sont difficilement comparables. Ces solutions commencent à émerger dans les réseaux électriques mais font face à des barrières qui évoluent progressivement. Un état des lieux au niveau européen a été proposé et présente les changements effectués dans les grid codes, les normes créées et le prix de marché.

La volonté d'amélioration des centrales cycles combinées, ou plus généralement des turbines à gaz, a commencé il y a une dizaine d'années. Le choix du stockage électrochimique paraît une solution intéressante avec la chute du prix de ces systèmes, et la volonté de les intégrer dans les réseaux. En se renseignant sur le sujet, un cahier des charges a pu être construit avec une intégration qui se veut compacte, simple et multi-services. La solution hybride aura donc pour objectif d'augmenter la fiabilité et l'opérabilité de la centrale en créant de nouveaux services auxiliaires, optimisant le dimensionnement des équipements et en optimisant la puissance délivrée par la source hybride. Mais tout comme les BESS, ce nouveau type de centrale fait face à des freins comme la qualification du système ou la possibilité de cumuler des services. Cette caractéristique multi-services est importante pour avoir une rentabilité et une viabilité du produit, ce qui est aujourd'hui difficilement réalisable.

L'une des premières questions lors de l'intégration d'un tel système est de savoir l'étendue des services réalisables ainsi que les bénéfices que l'on peut en tirer, mais aussi une vérification de la faisabilité de la solution. Le second chapitre s'attardera sur ces trois questions en décrivant les fonctions additionnelles réalisables par une centrale hybride et en apportant des éléments de réponse quant à l'intégration matérielle.

Chapitre 2 :

Analyse des services dans le cadre de l'intégration d'un stockage électrochimique dans un cycle combiné

1. Introduction

Les opérateurs ont conscience des avantages apportés par un système de stockage à leur centrale. Ils leur viennent naturellement des idées d'hybridation qu'ils souhaiteraient mettre en œuvre. Cependant, ces applications sont généralement spécifiques à leur machine et à leur réseau. Afin de pouvoir plus facilement cerner les contraintes liées à ces applications, une liste non-exhaustive de services réalisables par le système hybride (i.e. association d'une centrale et d'un BESS) est présentée dans ce chapitre. Cet inventaire rassemble aussi bien les idées de GE, que celles des clients en passant par la littérature comme (A.Giacchino & E.Repetto, 2019) ou (U.Fuchs & S.Alwers, 2018). Il faut se référer aux trois fonctions élémentaires que peut fournir un BESS pour balayer l'ensemble des services, à savoir, absorber, fournir ou stocker une énergie. Lorsque le système BESS « absorbe », il peut s'identifier à une charge, lorsqu'il « fournit », à une source mais lorsqu'il « stocke », il apparaît une notion de restitution ultérieure volontaire ce qui permet d'envisager de nouveaux services. On rappelle aussi que d'après la définition du premier chapitre, l'intérêt est porté sur des services viables qui apportent un avantage comparé à une solution standalone.

Malgré une liste d'une vingtaine de services, la rentabilité n'est pas pour autant assurée. Il faut pour cela conduire des études financières et anticiper les heures de production, les volumes de puissances disponibles mais aussi concevoir l'algorithme de contrôle ou la capacité du système. Le bénéfice d'un tel système n'a pas toujours une valeur financière définie mais, par exemple, peut éviter l'arrêt de la machine ou retarder le vieillissement prématuré. L'analyse de ces indicateurs de performances doit aussi être réalisée puis appréciée par les opérateurs selon leur contexte.

Ces réflexions qui font parties des premières étapes de développement d'un produit, sont essentielles mais ne garantissent pas le succès de la solution de stockage. Ce chapitre répond à cette phase de développement où les principales questions abordées sont 1/ Quelles fonctionnalités peuvent être réalisées avec un système hybride, 2/ Quels en sont les intérêts, 3/ Comment le mettre en œuvre. L'analyse va permettre de présenter des principes de fonctionnement en donnant des indicateurs de performance et d'introduire des outils de dimensionnement préliminaire du stockage électrochimique.

Le cas d'étude présenté dans ce chapitre, qui est une centrale cycle combiné européenne de 430 MW, ne se réfère pas à un réseau particulier. Au contraire, les hypothèses formulées par la suite sont la faisabilité du service dans le cadre d'une qualification connue du système de stockage et d'une rémunération identique à celle proposée pour les solutions existantes.

Dans la suite de ce chapitre, la seconde partie (2.2) se concentrera sur la description des services réalisables par le système hybride (i.e. association d'une centrale et d'une batterie) en insistant sur la différenciation par rapport aux systèmes standalone (système de stockage distribué connecté directement au réseau d'électricité). La séparation de la liste en deux parties

est proposée. L'une correspond aux services de soutien du réseau et l'autre rassemble des fonctionnalités spécifiques à ce type de centrale. Un effort est réalisé pour donner le plus de précisions sur l'intégration matérielle ou logicielle lors de chaque description de service. La section suivante (2.3) présente des simulations qui évaluent la performance de certains services dont le bénéfice financier n'est pas chiffrable. Dans la partie 2.4, une méthodologie de mutualisation des services, détaillée dans (G.M.A.Delille, 2011), est appliquée à notre système. Elle permet de pointer les différents enjeux et contraintes d'un système multi-services qui sont essentiellement la gestion de l'énergie et de la puissance. Finalement, la dernière partie (2.5) s'intéresse à l'intégration dans la centrale. Tout d'abord il s'agit de proposer un dimensionnement de la partie stockage du BESS à l'aide de schéma d'intégration, puis d'effectuer une étude « load flow » (étude des flux de puissances active et réactive et de la tension aux nœuds) afin d'intégrer ce système aux différents tableaux de la centrale. Cela finalise l'objectif de ce chapitre qui est de réaliser les premières étapes de développement d'un produit à savoir la description d'un cahier des charges jusqu'au dimensionnement préliminaire.

2. Analyse des services potentiels d'un stockage électrochimique intégré à un cycle combiné

2.1. La création de nouvelles fonctionnalités et l'amélioration des anciennes

2.1.1 La démarcation d'un système hybride

Les études sur les stockages d'énergie distribués sur le réseau électrique sont nombreuses depuis une dizaine d'années et décrivent les services réalisables à tous les niveaux de tension (transport, distribution ou consommateurs). On peut notamment citer (G.M.A.Delille, 2011), (G.Fitzgerald *et al.*, 2015), (C.Christiansen, 2015), (A.S.Sidhu *et al.*, 2017). Malgré une multitude d'articles, le modèle économique est difficile à définir en raison de la faible valeur accordée par le GRT aux services. Les services décrits dans ces articles peuvent être situés à trois niveaux différents : le transport, la distribution et la consommation. Les fonctionnalités concernant le réseau de transport contribuent à l'amélioration de la qualité du réseau, en d'autres termes, la stabilité angulaire, la stabilité de la tension, la stabilité de la fréquence et d'autres services comme le report de puissance pour les centrales intermittentes EnR. Les services régulièrement mentionnés sont la réserve primaire, qui est la régulation continue de la fréquence à l'aide du statisme, un soutien local en tension ou même une réduction des pertes de ligne. Cette dernière consiste à réduire le courant qui transite pour atténuer les pertes par effet joules. Ce service est donc ponctuel et localisé auprès des nœuds généralement congestionnés. Au vu de la puissance des systèmes BESS comparée à celle des centrales, leur intégration est plus avantageuse sur le réseau de distribution.

En ce qui concerne les services exécutés sur le réseau de distribution, ils relèvent de la décongestion des transformateurs HTA/BT, du report des investissements, du soutien en tension ou de « l'arbitrage » énergétique. L'arbitrage est le terme employé pour le service qui consiste à charger la batterie lorsque le prix de l'énergie est bas, et à la décharger, lorsque le prix est haut. Dans le cas du réseau de distribution, il s'agit de mieux piloter les flux de puissance. Finalement, les services proposés aux consommateurs concernent une gestion intelligente de l'énergie pour réduire leur facture d'électricité. Les systèmes de stockage ont des dimensions adaptées de l'ordre de quelques kW à quelques dizaines de kW.

Comme le montre la Fig.2.1, une batterie standalone (en bleu) permet de fournir un grand nombre de services qui peuvent s'adresser au réseau de distribution ou de transport, ou encore améliorer la centrale. Le système hybride (en jaune) devra, en accord avec la définition donnée dans la section 1.5.2, se focaliser sur les services auxiliaires et sur l'amélioration de la flexibilité

de la centrale. Son usage est plus spécifique qu'un BESS standalone (en bleu) car intégré et adapté à la centrale. Les solutions n'ont pas les mêmes utilités et chacune doit être employée à bon escient. La centrale cycle combiné (en gris), connectée sur le réseau de transport, se restreint à des services auxiliaires car les autres (« generation » ou « plant improvement ») ne sont, par principe, pas réalisables sans modification de la centrale. Bien entendu, la centrale produit de l'énergie, ce que les deux autres systèmes ne peuvent pas réaliser. Cette production d'électricité n'apparaît pas sur la figure.

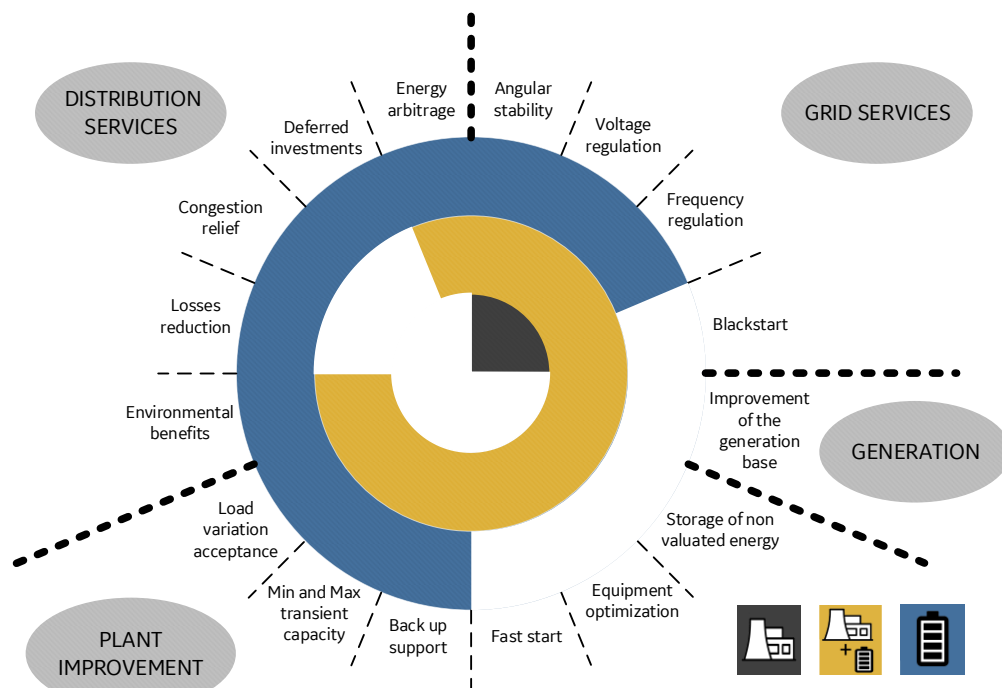


Figure 2.1 : Comparaison des services réalisables par un BESS standalone, une CCGT et une centrale CCGT hybride. Source (F.Kremer *et al.*, 2019)

Le BESS standalone, n'ayant aucune information sur l'exploitation du cycle combiné, doit utiliser ses propres mesures de tension, courant, ou puissance pour fournir les services hybrides. Beaucoup de services qui demandent cette coordination ne seront donc pas envisageables. Un autre intérêt recherché lors de l'hybridation est une réduction en énergie et en puissance du système de stockage grâce au soutien de la centrale. Pour leurs parts, les BESS standalone ont l'avantage de pouvoir être installés et transportés n'importe où sur le réseau et ainsi fournir des services plus variés (transmission et distribution), ce qui est impossible pour les systèmes hybrides.

2.1.2 Les services d'un système hybride

Dans la suite de ce document, les services hybrides sont divisés en deux catégories. La première a pour but d'améliorer la qualité de l'énergie fournie par la centrale cycle combiné et regroupe principalement les services auxiliaires payés par le GRT. La deuxième catégorie de services vise une amélioration de la conception de la CCGT à l'aide de nouvelles fonctionnalités. L'indicateur de performance de cette dernière catégorie est davantage lié à une amélioration de l'exploitation qu'à une valeur pécuniaire. Les services proposés pour une CCGT peuvent être différents d'une centrale à charbon ou d'une centrale de cogénération, un effort d'adaptation de ces services est nécessaire. Les fonctionnalités sont répertoriées dans le tableau 2.1 avec une description succincte, l'intégration dans la centrale cycle combiné et certaines variations des services présentés étant détaillées dans les sections suivantes (2.2, 2.3 et 2.4).

Tableau 2.1 : Services réalisables par un cycle hybride

Qualité de l' énergie du réseau électrique	QE1	Stabilité angulaire transitoire (fortes perturbations)	Lors d'un court-circuit, le BESS régule dans les limites de ses capacités le bus pour y maintenir la tension et la fréquence et ainsi éviter la désynchronisation. L'intérêt d'un tel système est d'augmenter la capacité au court-circuit de la machine.
	QE2	Stabilité angulaire dynamique (faibles perturbations)	La boucle de contrôle, appelée PSS, est implantée dans le régulateur du BESS pour fournir une action coordonnée entre le système d'excitation de la machine et le stockage, et ainsi éviter une oscillation de la puissance active.
	QE3	Régulation de la tension	La régulation de la tension est en permanence réalisée par la génératrice. Un soutien permanent ou occasionnel est fourni par le stockage pour mieux contrôler la tension ou permettre de changer le point de fonctionnement dans le diagramme P-Q de la machine.
	QE4	Amélioration de la qualité de la tension	Le système de stockage est utilisé comme filtre actif pour diminuer les harmoniques, corriger le déséquilibre des phases ou même atténuer le papillonnement de la tension.
	QE5	Régulation de la fréquence	La centrale hybridée propose un volume de réponse primaire plus important avec un temps de réponse plus court. L'hybridation consiste à compenser la lente inertie du cycle eau-vapeur.
	QE6	Inertie synthétique	L'énergie, stockée sous forme d'inertie dans la ligne d'arbre et fournie naturellement lors d'une variation de vitesse, est reproduite par le stockage. Contrairement au statisme, la réponse est proportionnelle à la variation de l'accélération de la machine et non de la vitesse.
	QE7	Black start	L'utilisation du stockage permet le démarrage de la centrale sans connexion au réseau et le remplacement de la solution traditionnelle, diesel de démarrage. La reconstruction du réseau est aussi soutenue par la batterie en permettant, entre autres, des sauts de charges plus importants.
	QE8	Fast start	Le stockage a la capacité de fournir immédiatement de l'énergie au réseau. Dans certains cas, cela permet de revendiquer une connexion rapide de la centrale au réseau et ainsi commencer la réalimentation de zone non électrifiée
Améliorations de conception de la CCGT	DI1	Soutien des charges critiques	Lors de l'arrêt et du démarrage forcé de la centrale, les charges critiques ont l'obligation d'être secourues par un système UPS de batteries au plomb. Le remplacement de ces batteries par le système BESS est envisageable.
	DI2	Augmentation de la capacité maximale (longue période)	La capacité de la centrale à fournir pendant quelques heures une puissance supérieure à sa puissance maximale peut être intéressante. L'ordre de grandeur de ce service est de quelques heures.
	DI3	Augmentation de la capacité maximale (courte période)	L'amélioration du taux de prise de charge de la centrale à l'aide du stockage est l'une des fonctionnalités évidentes qui augmente la flexibilité de la centrale. L'ordre de grandeur de ce service est de quelques dizaines de minutes.
	DI4	Diminution de la capacité minimale	Le point de charge minimum est diminué avec le stockage pendant quelques heures en fonction de la taille du BESS. Cette fonctionnalité augmente la disponibilité de la centrale ce qui est un argument attractif pour les GRT.
	DI5	Arbitrage de l'énergie	L'arbitrage est l'action d'absorber ou fournir de la puissance au réseau en fonction des coûts de l'électricité. Dans le système hybride, le coût du gaz et le rendement interviennent dans l'arbitrage.
	DI6	Réduction des contraintes matérielles et environnementales	Le système hybride doit réduire les contraintes de vieillissement des deux systèmes. Un compromis doit être trouvé entre le vieillissement de la turbine et celui du stockage. De la même façon, le système hybride peut optimiser les points de fonctionnement selon les émissions de NOx ou de CO ₂ .
	DI7	Déclenchement des protections	En cas de défaut, le déclenchement des protections protège les systèmes aval. Un courant plus important fournit à l'aide du BESS permet des déclenchements plus rapides.
	DI8	Stockage d'énergies non valorisées	Le principe fondamental du cycle combiné, qui est de récupérer l'énergie non utilisée de la centrale, doit être à nouveau élaboré pour le système hybride. Par exemple, lors de l'arrêt, l'énergie cinétique des masses tournantes peut être stockée dans la batterie afin de permettre leur redémarrage.
	DI9	Réduction de la redondance des équipements	Avec un BESS intégré dans la centrale, plusieurs équipements sont redondants et plusieurs propositions sont possibles pour combiner les systèmes.
	DI10	Intégration de l'hydrogène	Bien que la technologie choisie soit le stockage électrochimique, l'idée d'utiliser un électrolyseur et une pile à combustible a un potentiel bien supérieur au BESS. Mais cette intégration n'aura de sens qu'une fois la combustion avec hydrogène sera parfaitement intégrée à la centrale.

2.1.3 Le point de connexion

La faisabilité de ces services est étroitement liée au point de raccordement du stockage. Il a donc été nécessaire de développer différentes configurations du point de connexion (PdC) comme schématisées dans la figure 2.2. La première est une connexion au bus HT de l'alternateur via un transformateur dédié. Dans ce cas, la protection HT, onéreuse, est remplacée par un fusible au primaire du transformateur (HT). Des disjoncteurs en sortie de chaque convertisseur (BT) peuvent être utilisés afin d'isoler le défaut et de faciliter la maintenance. La deuxième option est une connexion au tableau auxiliaire (MT) au secondaire de l'UAT. Dans ces conditions, deux options sont possibles : soit l'utilisation d'un bus MT spécifique au BESS et isolé du bus auxiliaire MT à l'aide d'un disjoncteur, soit des connexions directes entre les transformateurs et le bus auxiliaire sans l'ajout d'un nouveau tableau. Les principaux avantages sont, respectivement, une meilleure protection des systèmes auxiliaires et la réduction du coût de connexion du BESS. La dernière option envisagée est la connexion à un deuxième secondaire ajouté au transformateur auxiliaire. Cette option, qui nécessite un tableau MT, est protégée à l'aide d'un disjoncteur MT au secondaire du transformateur UAT, et de disjoncteurs au primaire de chaque transformateur BESS (MT).

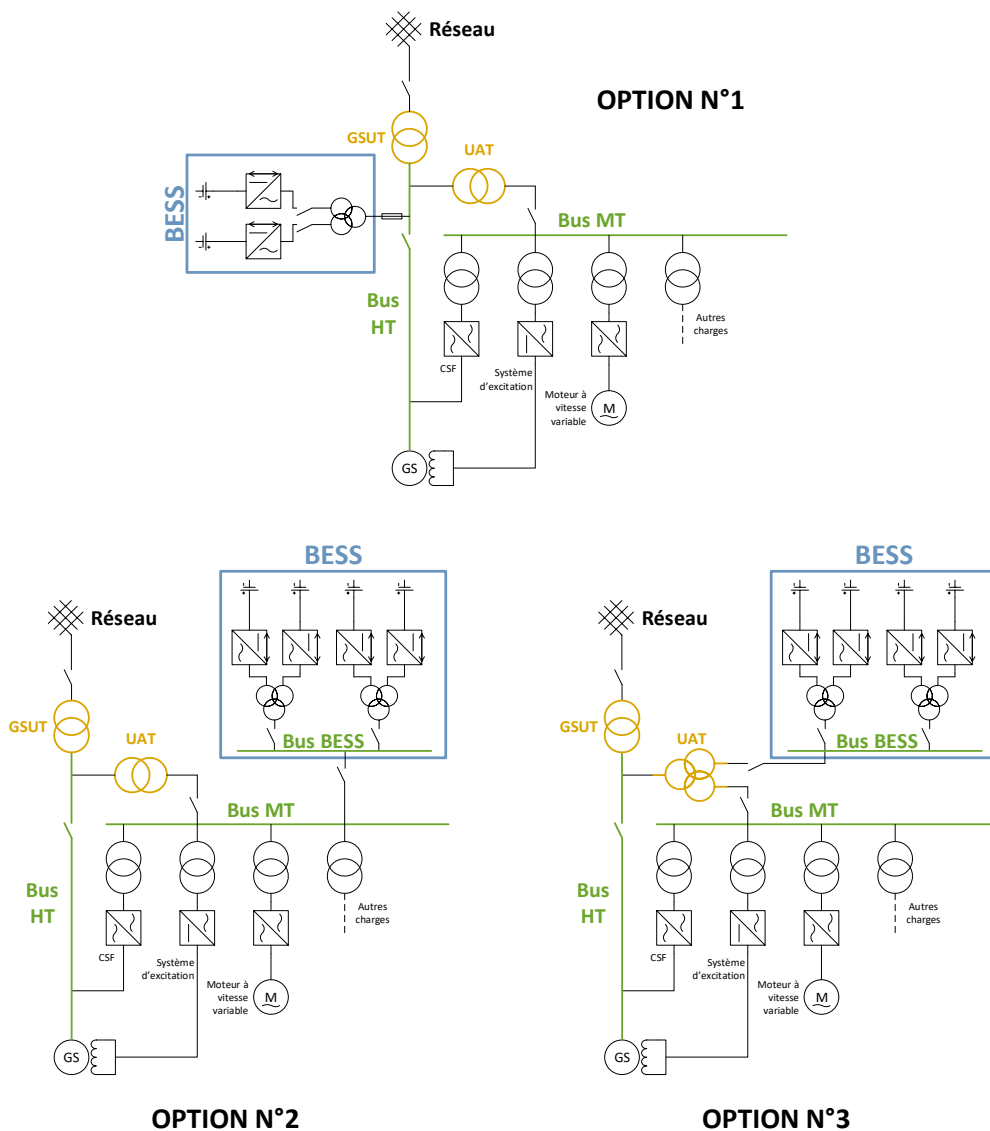


Figure 2.2 : Schéma unifilaire simplifié de la connexion de la solution hybride.

L'option 1 permet une indépendance de la solution de stockage et une possible utilisation lorsque la turbine à gaz est à l'arrêt. Cependant, la puissance doit être limitée à une vingtaine de mégawatt pour premièrement, rester dans des gammes de fusibles existantes et deuxièmement, avoir un encombrement réduit. Les autres solutions sont limitées en puissance de recharge par la valeur du transformateur UAT à un maximum de 10% de la puissance de la centrale et peuvent requérir un filtre harmonique à cause d'une puissance de court-circuit réduite. Ces solutions permettent tout de même une bonne sélectivité en cas de défaut et une meilleure capacité à réaliser certaines fonctionnalités, comme le black start ou le soutien en tension du bus MT. En plus de la connexion principale, chaque bloc BESS nécessite une alimentation de secours à partir du jeu de barre BT (400 V / 230 V), non schématisé sur la figure précédente, pour les consommateurs auxiliaires du système.

Dans une première approche, l'intégration logicielle s'est orientée vers un contrôleur modifiant aussi bien la consigne du cycle combiné que celle du BESS. Très vite, un problème de modification des boucles de contrôle de la turbine à gaz a réorienté le choix vers une solution minimisant le changement de consigne de la TG.

2.2. Les services de stabilité angulaire et de stabilité de la tension

2.2.1 QE1 : Stabilité angulaire transitoire (fortes perturbations)

La stabilité angulaire transitoire est une déviation de l'angle de charge de la machine due à une perturbation sévère et temporaire. La perturbation est généralement liée à une chute soudaine de la tension, supérieure à 10 %, dont la cause est un court-circuit plus ou moins éloigné. La conséquence de la chute de tension est la réduction du couple électrique résistant. Avec moins de frein, la génératrice va accélérer jusqu'à la suppression du défaut, puis décélérer brusquement en essayant de stabiliser la vitesse de rotation. Ces accélérations et décélérations soudaines modifient l'angle de charge interne avec le risque de désynchroniser la machine du réseau. Le principe de cette régulation, comme expliqué par (H.Alkhatib, 2008), est de maintenir le couple synchronisant de l'alternateur à l'aide du système d'excitation. Le principe de stabilité est en général démontré à l'aide du critère d'égalité des aires qui vise à avoir un bilan énergétique nul (P.Kundur *et al.*, 1994).

Le service QE1 rendu par le système hybride améliore la stabilité angulaire en fournissant ou en absorbant une puissance active et réactive à l'aide d'une régulation de type statisme sur la vitesse et la tension comme le montre (M. Ataei Kachouei, 2016). L'intégration d'un tel contrôle doit fonctionner en parallèle de l'excitation, sans créer de résonance entre les régulateurs. Le PdC pour réaliser ce service peut être soit une connexion sur le bus MT proche de l'UAT (option n°2), soit sur le bus HT (option n°1).

Une façon innovante d'améliorer ce service est de remplacer le système d'excitation par le BESS, avec un convertisseur DC/DC entre les enroulements de l'excitation de la machine et la batterie (voir figure 2.3). Dans ce cas, le pont redresseur du système conventionnel est remplacé par un convertisseur AC/DC bidirectionnel qui permet de charger et décharger la batterie, puis un convertisseur DC/DC supplémentaire est ajouté pour fournir le courant d'excitation. Cette configuration pourrait réguler la stabilité angulaire transitoire en sur le courant d'excitation, mais aussi en fournissant une régulation en puissance active et réactive sur le bus MT de la centrale avec l'onduleur. Le principal désavantage de cette intégration est la modification profonde d'un équipement vital de la centrale et donc une modification d'usages et d'habitudes.

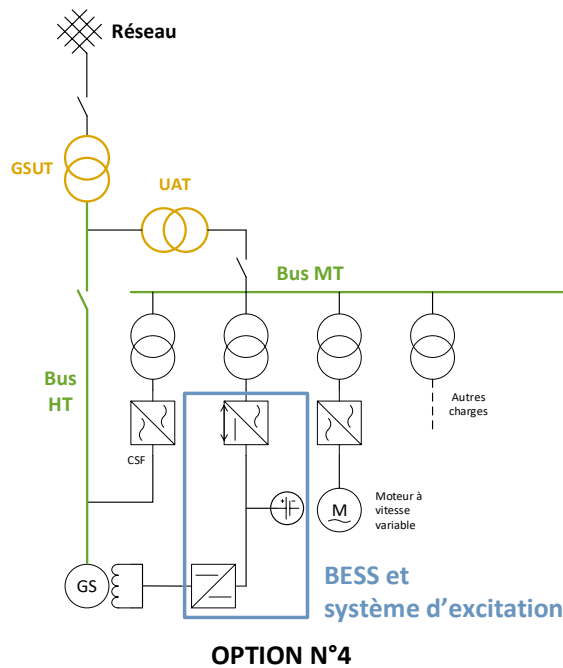


Figure 2.3 : Schéma unifilaire simplifié d'une connexion en série avec le système d'excitation de la solution hybride.

(G.M.A.Delille, 2011) estime qu'un BESS de forte puissance, environ 10% de la puissance nominale de l'alternateur, aura un impact. L'étude proposée dans la section 3.1 de ce chapitre montre qu'une solution hybride d'une capacité de 5 % de la puissance nominale de l'alternateur apporte une amélioration de 2.6% sur la tenue du court-circuit. Aucun mécanisme de valorisation n'existe car cette stabilité est obligatoire dans tous les grid codes (législations des réseaux électriques).

2.2.2 QE2 : Stabilité angulaire dynamique (faibles perturbations)

Contrairement à la régulation angulaire transitoire, la stabilité angulaire dynamique doit être assurée en permanence à cause de petites instabilités oscillatoires (0,2 à 2 Hz) perceptibles sur la puissance active. Ces oscillations sont lissées par le couple d'amortissement de la machine synchrone commandée par le système d'excitation. Pour ce faire, une couche de contrôle supplémentaire, appelée stabilisateur de puissance (PSS), est généralement ajoutée au régulateur automatique de tension. Il est à noter qu'un compromis sur les systèmes d'excitation modernes doit être réalisé car l'augmentation du couple synchronisant réduit le couple d'amortissement, et inversement.

La solution hybride peut produire un couple d'amortissement à l'aide d'une boucle PSS intégrée à sa régulation de tension. L'utilisation de ce service doit être soigneusement adaptée selon la localisation du PdC dans la centrale. En effet, un mauvais paramétrage de la boucle PSS peut amplifier les petites perturbations du signal. Pour éviter cela, des communications rapides entre le système d'excitation et le système de stockage sont justifiées. Concernant la puissance du système de stockage, l'oscillation est de l'ordre de 5 à 10 % de la puissance de l'alternateur dans les cas stables et de l'ordre de 100% dans les instables. Comme le service QE1, le système de stockage peut être intégré soit sur le bus HT soit sur le bus MT.

2.2.3 QE3 : Régulation de la tension

Comme c'est généralement le cas dans le réseau de transport, la régulation de la tension est basée uniquement sur le contrôle de la puissance réactive (équation 1.6). Le régulateur AVR, intégré dans les machines synchrones, contrôle la quantité de puissance réactive fournie et le

temps de réponse. L'hybridation entre le stockage et la centrale peut se réaliser de différentes manières. On peut envisager :

- D'augmenter la capacité de la réserve en puissance réactive de la centrale. Le calcul de la capacité à ajouter va dépendre du PdC du BESS dans la centrale, autrement dit, de la consommation réactive entre le point de livraison au réseau et ce PdC. C'est un service faiblement rémunéré par les GRT dans beaucoup de pays.
- De soutenir une réponse transitoire de la machine synchrone en fournissant une puissance réactive plus rapide (50 ms). La faible puissance du BESS par rapport à la réponse massive et rapide de l'alternateur synchrone limite cette fonctionnalité.
- De supporter localement le bus de tension auxiliaire (MT), par exemple, lors d'une chute de tension causée par le démarrage d'une pompe. Le soutien, qui doit être réalisé localement, va permettre d'améliorer la qualité de la tension et d'éviter le déclenchement de protections.

Dans le cas d'un système d'électronique de puissance, la puissance réactive est essentiellement fournie par le convertisseur en déphasant le courant absorbé. Pour réaliser ce service, aucune énergie n'est consommée hormis celle nécessaire pour compenser les pertes du convertisseur. Le SoC du BESS ne va donc pas varier. C'est la raison pour laquelle le facteur dimensionnant pour ce service est la capacité maximale du convertisseur et non l'énergie stockée. Le contrôle se fait à l'aide d'un statisme en tension comme expliqué dans (H.Moussa, 2017) où la puissance réactive est directement proportionnelle à la déviation de tension. Le PdC, comme les services QE1 et QE2, doit être élaboré selon le service réalisé et doit être au plus proche de l'instabilité. Par exemple, pour l'augmentation de la capacité, la connexion privilégiée sera l'option n°1 alors que pour le soutien local du bus MT, l'option sera la n°2 ou n°3. La valeur ajoutée de ce service reste limitée puisque l'alternateur synchrone assure facilement cette régulation à l'aide d'un volume important de puissance réactive naturellement disponible, et fonction de la surface du diagramme PQ de l'alternateur. Cependant, ce service peut être réalisé quelle que soit la taille du stockage et sans coût supplémentaire lors du dimensionnement. La taille du stockage électrique n'est pas définie mais peut être de quelques MVar à une centaine de MVar.

2.2.4 QE4 : Amélioration de la qualité de la tension

Les perturbations, dégradant la qualité de l'énergie électrique, sont créées à tous les niveaux du réseau. On utilise alors des facteurs électriques tels que la continuité de la tension (interruptions de puissance longues ou courtes) et la qualité de la tension (variation d'amplitude ou de fréquence, distorsions ou déséquilibres) pour estimer la qualité de l'énergie. En France, les normes EN50160 et IEC61000 définissent les critères de la qualité de la tension, dans des conditions normales d'exploitation. Les perturbations qui détériorent la qualité de la tension sont le papillonnement (effet flicker), les chutes de tension, les harmoniques, la surtension et les déséquilibres de phases. Les méthodes habituelles passives pour compenser les perturbations (filtres, AVR et PSS, batteries de condensateurs, ...) peuvent être remplacées par du filtrage actif à l'aide de l'électronique de puissance. Par exemple, dans le cas de distorsions harmoniques, le convertisseur sera utilisé comme un compensateur shunt actif injectant le courant harmonique adéquat.

Comme tout consommateur sur le réseau, le bus auxiliaire a le devoir de gérer sa qualité de tension. Avec la connexion sur le réseau de transport, la puissance de court-circuit est suffisamment importante pour assurer une bonne qualité de tension. Cependant, en mode « îlotage » (réseau réduit), l'installation locale doit disposer de filtres harmoniques pour assurer le bon fonctionnement en raison d'une faible puissance de court-circuit. Le bénéfice de ce service ne peut pas être directement estimé financièrement mais doit se traduire par une amélioration du fonctionnement du réseau (réduction des pertes) ou une diminution des

pénalités financières liées à la qualité du réseau. Le dimensionnement du BESS dépend du niveau de perturbations à amortir, il sera au maximum de l'ordre de quelques MVA.

2.3. Les services de stabilité fréquentielle et de reconstitution du réseau

2.3.1 QE5 : Régulation de la fréquence

Les réserves secondaire et tertiaire demandent généralement une grande quantité d'énergie, ce qui, par définition, ne peut être fournie par un système de stockage. Il est donc logique que les BESS actuels s'orientent vers le marché de la réponse primaire. De la même façon, la centrale hybride va fournir ses réserves secondaire et tertiaire à l'aide du cycle conventionnel et non du stockage d'énergie.

La réponse primaire d'un cycle combiné est uniquement fournie par la turbine à gaz et représente 10% de la puissance maximale de la centrale. Le cycle eau-vapeur délivre une dizaine de minutes plus tard sa puissance à cause de l'inertie de la chaudière. A ce moment, la turbine à gaz est obligée de réduire sa charge pour compenser cette lente réponse, comme tracé sur la figure 2.4.a. L'intégration du système de stockage peut compenser l'inertie thermique de la chaudière et augmenter la capacité de réserve de réponse primaire d'environ 30%, comme montré sur la figure 2.4.b.

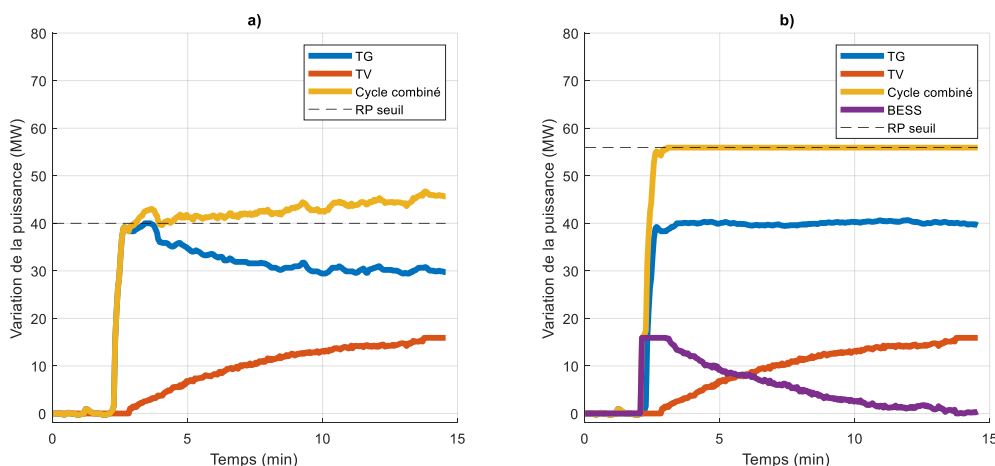


Figure 2.4 : Réponse primaire en fréquence suite à une chute de 200 mHz a) d'un cycle combiné et b) d'un système hybride

Il est intéressant de noter que l'énergie utilisée est divisée lors d'une hybridation grâce au soutien de la TV comparé à un BESS standalone. Les dimensions d'un BESS réalisant ce service hybride sont de l'ordre de 5% de la puissance de la TG avec un C-rate d'environ 3. L'état de charge du système est maintenu en permanence à 50% pour répondre aussi bien à une sur-fréquence qu'à une sous-fréquence. Pour comparaison, la réponse fréquentielle d'un stockage standalone suite à un évènement semblable doit être maintenue dans ce cas, 15 min en France. L'hybridation permet de réduire l'énergie du système de stockage d'environ 2,5 fois en utilisant la TV. Le PdC n'a pas forcément de conséquence hormis celles énoncées section 2.1.3 sur la capacité limitée par l'UAT.

Une deuxième fonctionnalité est possible lorsque le marché ne permet pas d'offrir plus de capacité. Dans ce cas, la solution intégrée peut augmenter, de manière continue, la production électrique en limitant le détarage de la centrale. Le détarage est la différence entre la capacité en base et la charge maximale que l'unité peut fournir en réservant une quantité de puissance pour une réponse fréquentielle. Dans notre exemple, une CCGT de 430 MW permet de fournir 43 MW de réponse primaire en fréquence, son détarage est alors de 43 MW, c'est-à-dire que la puissance maximale avec réserve de la centrale est 387 MW. On estime que le système

hybride permet d'une part de diminuer le détarage d'environ 13 MW, et d'autre part d'améliorer le rendement de la centrale avec un point de fonctionnement plus élevé. La dernière fonctionnalité est la possibilité de proposer un service de régulation de la fréquence à une capacité dégradée, lorsque la centrale est à l'arrêt, et uniquement avec le stockage. Ces fonctionnalités sont présentées dans la communication commerciale de GE (H.Biellmann, 2016).

D'un point de vue contrôle, une bande morte variable en fonction du type de la réponse à fournir et du point de consigne de l'installation a été mise en place. La figure 2.5 présente en a) la fonctionnalité augmentant la réserve primaire de la centrale de 10% à 15% (base CCGT). La bande-morte est la même que celle de la TG d'environ 20 mHz. Un délai de 15 secondes et un limiteur de rampe est intégré dans le contrôle du BESS afin de réduire l'utilisation de la batterie. Généralement, la variation continue de la fréquence force la TG à valider un critère supérieur à l'exigence du grid code. Cette marge permet donc de diminuer l'utilisation du stockage. Une étude statistique menée sur des données réelles montre, grâce à ce contrôle, une réduction de l'utilisation de la batterie de 40 % à 0,2 %. Le cas b) présente l'augmentation du point de consigne de la centrale en libérant 5% de la puissance de la turbine à gaz. Dans ce cas, la bande morte de la batterie est élevée (environ 130 mHz) la préservant d'un vieillissement cyclique. L'hybridation permet aussi de réduire le vieillissement du stockage comparé à des solutions standalone.

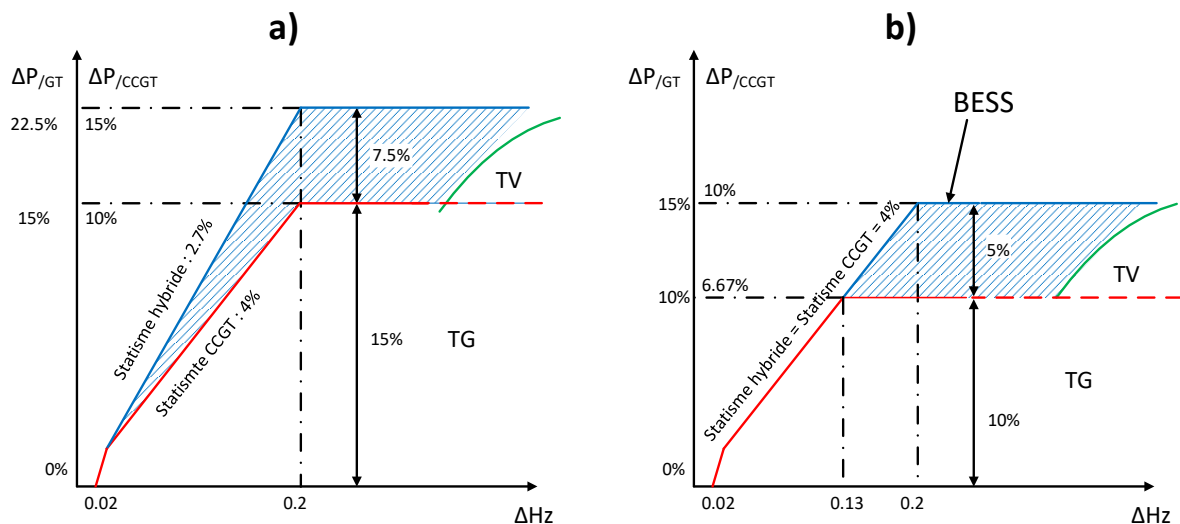


Figure 2.5 : Volume des réponses fréquentielles hybrides selon la déviation de fréquence avec en bleu l'apport du BESS et en rouge celle de la CCGT

2.3.2 QE6 : Inertie synthétique

L'inertie est la capacité inhérente d'un réseau à résister au changement de fréquence et est assurée par des masses en rotation connectées au réseau par des liaisons synchrones. Les nouvelles unités EnR intégrées aux réseaux n'ont aucune inertie, ce qui rend le réseau plus sujet aux instabilités de fréquence. Une solution proposée dans la littérature (Y.Wang, 2013) est d'émuler cette inertie avec un BESS, c'est-à-dire de contrôler la batterie en fonction du gradient de fréquence ou du RoCoF (Rate of Change of Frequency):

$$P_{\text{inertie synthétique}} = -k * \frac{df}{dt} \quad (2.1)$$

Avec k le gain inertiel, $P_{\text{inertie synthétique}}$ la puissance délivrée par le BESS et f la fréquence du réseau. L'hybridation peut proposer d'augmenter l'inertie naturelle de la turbine à l'aide du BESS uniquement pour un seuil de gradient important. Sa réalisation technique nécessite une mesure précise de la fréquence (jusqu'à 1 mHz) et un temps de réponse rapide (quelques

millisecondes) maintenu pendant quelques secondes. L'idée du contrôle du service hybride est de fournir une inertie synthétique "améliorée" en maintenant la puissance souhaitée pendant un temps donné et ainsi pouvoir basculer vers un service de réponse primaire en fréquence. Comme visible sur la figure 2.6, l'intérêt est de bloquer la diminution naturelle et désavantageuse de la puissance d'inertie synthétique et ainsi éviter l'absorption d'énergie.

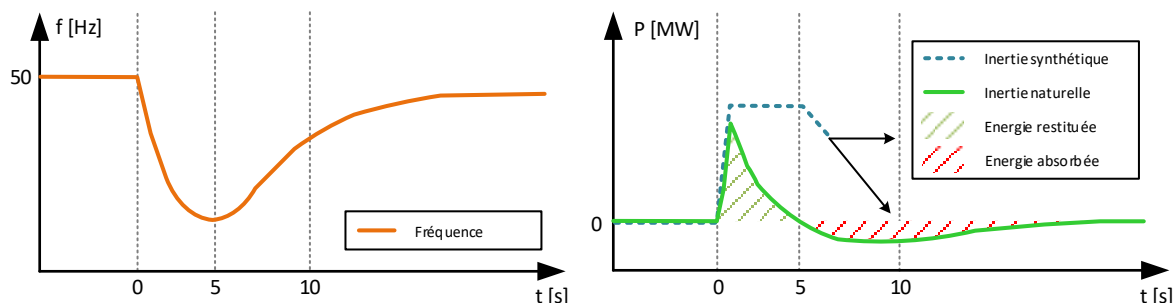


Figure 2.6 : Réponse inertielle naturelle des alternateurs et synthétique du stockage

Les services inertiels pourraient alors être activés sur décision de l'opérateur, soit à partir de la mesure de la qualité du réseau, soit par le biais d'informations provenant des GRT. Concernant les dimensions du système de stockage, il est impensable de produire l'équivalent de l'énergie libérée par une turbine. La réponse naturelle d'une TG de 600 MW serait de l'ordre de 200 MJ/s suite à une chute soudaine à 49 Hz. Il est cependant cohérent de soutenir cette réponse inertielle en l'augmentant d'une dizaine de pourcents avec un stockage, qui serait d'une vingtaine de MW pour la turbine de 600 MW. La connexion pour ce type de service peut aussi bien s'établir sur le bus HT que sur le bus MT.

2.3.3 QE7 : Black start

Ce service concerne la capacité d'une centrale électrique à démarrer par ses propres moyens, à se connecter au réseau mort et à le reconstruire. Les unités de production ne sont pas toutes éligibles et sont sélectionnées en fonction de leur position sur le réseau, de leur capacité de production et de leur capacité à reconstruire le réseau après l'événement. Le plus souvent, des groupes électrogènes assurent le démarrage de la centrale et de ses auxiliaires. Le principal avantage attendu en les remplaçant par des BESS est une augmentation de la robustesse du démarrage de la centrale. Cependant l'un des défis prédominants est de stocker suffisamment d'énergie pour permettre trois démarrages consécutifs de la centrale, deux potentiels échecs et une réussite. Cette contrainte n'existe pas pour les groupes électrogènes qui peuvent facilement être approvisionnés en carburant. L'étape de reconstruction du réseau peut aussi être soutenue par le BESS en encaissant des sauts de charge en puissance active ou réactive plus importants, si le démarrage n'a pas consommé toute l'énergie stockée. Une solution pour recharger les accumulateurs peut consister à utiliser de petits groupes diesels, déjà présents, qui permettent l'alimentation des charges critiques lors de l'arrêt de la centrale. Cette solution de secours peut permettre la recharge en quelques heures.

La puissance nécessaire pour ce service dans une centrale électrique de 430 MW est de 15 MVA et l'énergie nécessaire est d'environ 11 MWh. D'un point de vue contrôle, le système de stockage est intégré identiquement aux groupes électrogènes. L'utilisation d'un filtre harmonique peut être nécessaire à cause de la faible puissance de court-circuit du réseau auxiliaire ce qui augmente le coût de la solution. L'étude préliminaire menée dans la section 3.3 montre que sa mise en œuvre est conseillée en plus de l'utilisation de transformateurs dodécaphasés ou d'un algorithme de contrôle spécifique. Concernant la connexion, l'option n°2 augmente la fiabilité et doit être privilégiée pour la réalisation de ce service.

2.3.4 QE8 : Fast start

Le fast start consiste à accélérer la connexion de la centrale au réseau électrique. Pour cela, on utilise le BESS afin de fournir immédiatement de l'énergie, tandis que le cycle combiné est démarré selon la procédure habituelle. La puissance fournie par le BESS doit être supérieure au seuil MECL (40% de la puissance nominale) pour permettre à la centrale hybride d'être considérée comme connectée au réseau. Une variante de ce démarrage rapide est d'augmenter le taux de prise de charge de la centrale à l'aide de la batterie, une fois que la turbine atteint le point FSNL (figure 1.9). L'avantage de cette variante est de proposer des dimensions du stockage bien plus raisonnables avec cependant un temps de connexion plus long. Bien entendu, les services QE7 et QE8 peuvent être réalisés en même temps avec le système de stockage.

L'avantage du fast start pour le client est de réduire son temps de démarrage et d'être plus concurrentiel sur le marché de la réponse tertiaire ou même secondaire. De plus, dans ces situations, le prix de l'électricité est généralement élevé ce qui permet de fournir plus d'énergie et donc d'être mieux rémunéré. Tout comme le service QE5 et QE6, aucune connexion n'est privilégiée.

2.4. Les services d'amélioration de conception de la CCGT

Les services présentés dans cette section s'appliquent particulièrement au cycle combiné, mais certaines fonctionnalités peuvent être adaptées à d'autres configurations de centrales.

2.4.1 DI1 : Soutien des charges critiques

Certains défauts, apparaissant aussi bien sur le réseau électrique que sur le réseau interne de la centrale, l'oblige à faire un « black stop ». Le black stop est un arrêt de l'unité de production en maintenant des charges critiques comme la pompe à huile de lubrification de l'arbre de la turbine. Cette procédure est décrite dans la documentation de GE (J.Eggart *et al.*, 2017). Comme expliqué dans le premier chapitre, l'arrêt de la machine doit s'effectuer avec une rotation permanente. La durée est d'environ 48 heures afin d'éviter les déformations et la détérioration de l'arbre de la turbine. Actuellement, toutes les CCGT sont équipées de batteries de secours au plomb permettant de rester 2h dans ce mode de fonctionnement.

La centrale hybride, avec le système de stockage au lithium, peut, soit améliorer le niveau de redondance du système de secours, soit retirer le système de batteries au plomb, soit remplacer les diesels de secours. Cependant afin d'assurer une bonne fiabilité, le PdC doit être étudié. Une connexion au bus DC (visible sur la figure 1.7) améliore la fiabilité, mais limitera la puissance du stockage ou la combinaison avec d'autres services. A l'inverse, une connexion au bus AC augmente la mutualisation des services mais diminue la fiabilité, ce qui va à l'encontre de la philosophie des systèmes UPS. On peut, alors, repenser le réseau de charges critiques et le connecter, par exemple, directement au bus DC du BESS. D'un point de vue dimensionnement, le stockage est compris entre 0.25 MW / 0.5 MWh (amélioration de la redondance) ou 0.5 MW / 24 MWh (remplacement des groupes électrogènes). Ces systèmes, qui demandent d'avoir une grande réserve d'énergie et peu de puissance, sont encombrants et sont difficilement compatibles avec d'autres services.

2.4.2 DI2 : Augmentation de la capacité maximale (longue période)

Le BESS peut fournir une puissance supplémentaire augmentant temporairement les capacités de la centrale. Les raisons occasionnant une augmentation pendant quelques heures peuvent être les heures de grande consommation, une réduction de la puissance due à une température extérieure élevée, etc. Ce service peut être réalisé par des BESS standalone proches de la centrale et n'est pas particulièrement une spécificité du système hybride. Il est souvent employé dans les centrales photovoltaïques pour lisser le profil de production. Pour notre

système hybride, le dimensionnement s'oriente vers un besoin d'une grande capacité de quelques dizaines voire centaines de MW avec 3 à 4 fois plus d'énergie. Les avantages qui découlent de cette fonctionnalité sont généralement le report de la maintenance pour les opérateurs ou le report d'investissement pour les GRT.

2.4.3 DI3 : Augmentation de la capacité maximale (courte période)

Ce service est semblable au service précédent mais sur une durée inférieure à une heure. La séparation avec le service précédent est nécessaire car il modifie le dimensionnement du stockage qui sera orienté vers un dimensionnement en puissance. La première fonctionnalité du système hybride est l'amélioration du taux de prise de charge de la centrale. Tous les cycles combinés GE ont une limitation maximale du taux à environ 8%/min, en comparaison avec les cycles OCGT qui ont un taux de 20%/min selon (M.A.Gonzalez-Salazar *et al.*, 2018). Dans notre exemple, un BESS de 15 MW peut augmenter ce taux au minimum de 0.5%/min en considérant que le point initial est à MECL et que le point final est en baseload (cf. figure 1.9). Pour des variations de durée inférieure, l'augmentation est plus intéressante. Ce service est important pour un gestionnaire d'une centrale qui souhaite augmenter la flexibilité de sa centrale.

Une deuxième fonctionnalité possible est l'augmentation de la capacité afin d'éviter l'overfiring qui est une augmentation de la température de flamme supérieure à sa valeur nominale. Ce mode est généralement utilisé quelques dizaines de minutes pour obtenir 5% de puissance additionnelle. Les conséquences sont des vieillissements importants de la TG, douze fois supérieurs à la normale. L'une des conditions triviales est le dimensionnement de la batterie à minima à 5% de la puissance nominale du cycle combiné. Bien entendu, les méthodes « On line Water Wash » ou « ouverture des IGV supérieur à 84° » permettent aussi l'augmentation de la puissance et peuvent aussi être compensées par le stockage.

Pour le service DI3, il est prévu d'utiliser le stockage uniquement pendant une dizaine de minute ce qui privilégie l'utilisation de batteries à haut C-rate, de l'ordre de 2 ou 3. La puissance est de l'ordre de 5% de la puissance de la CCGT avec un réservoir limité (15 minutes d'autonomie). Du côté du contrôle, ces types de services doivent être exécutés suite à un signal provenant de l'opérateur de la centrale qui est le seul à pouvoir juger du moment opportun pour l'utiliser. Ce service, n'employant que la puissance active, peut être connecté soit avec l'option n°1, soit avec l'option n°2.

2.4.4 DI4 : Diminution de la capacité minimale

Il est possible de réduire la charge minimale de la centrale soit, lorsque la centrale est en fonctionnement en absorbant une partie de la puissance avec le stockage, soit lorsque la centrale est à l'arrêt en fournissant l'énergie à l'aide du stockage. La figure 2.7 ci-dessous montre un exemple typique où le BESS peut être utilisé pour réduire le point de fonctionnement minimal du cycle combiné hybride en suivant le profil planifié. Dans le cas de l'arrêt de la centrale, l'impact du démarrage sur le vieillissement de la turbine comme expliqué dans (J.Eggart *et al.*, 2017) va réduire les bénéfices du service. Cette fonctionnalité demande un système de stockage volumineux puisque la puissance demandée est de l'ordre de 30 à 40 % de la puissance nominale de la centrale, et qu'elle est à fournir pendant quelques heures. Avec ces puissances, le PdC ne peut se faire qu'à l'aide d'une connexion directe au réseau et en parallèle de la centrale. A nouveau, il n'y a dans ce cas aucune différence avec des systèmes non-hybrides.

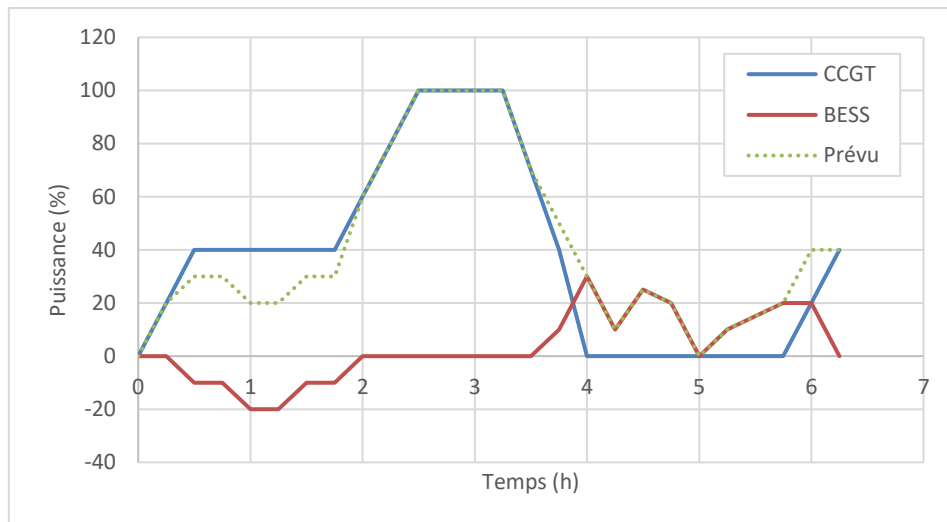


Figure 2.7 : Gestion du système hybride afin de réduire la charge minimale de la centrale

2.4.5 DI5 : Arbitrage de l'énergie

Ce service consiste à stocker et à restituer l'énergie au réseau selon le prix de l'électricité (prix spot). Pour le système hybride, le bénéfice dépend des fluctuations du marché de l'électricité mais aussi de l'efficacité de la turbine et du marché du gaz. En effet, dans les cas simples où la production d'électricité est rentable, ce ne serait pas judicieux d'utiliser le stockage qui dégrade la rentabilité avec ses rendements. Cependant lorsque le prix du gaz ne permet pas une rentabilité correcte de la production, le stockage de cette énergie dans la batterie pour la revendre à un prix d'électricité plus haut est particulièrement bien approprié. La plupart des articles concernant les BESS standalone proposent un mécanisme de paiement similaire. (G.Fitzgerald *et al.*, 2015) présente une analyse des estimations financières de ce service calculées dans différents articles. La variation de paiement est comprise entre 0\$ et 100\$/kW/an. Les principaux avantages de ce service sont sa réalisation, qui ne nécessite aucune dimension ou connexion particulière, et son opportunité de réalisation qui peut être quasiment tous les jours à l'aide des heures creuses et des heures pleines. Il est à noter que les heures creuses et pleines du système hybride sont celles de la centrale et non celles du marché de l'électricité.

2.4.6 DI6 : Réduction des contraintes matérielles et environnementales

D'après (J.Eggart *et al.*, 2017), un des facteurs augmentant la maintenance des turbines en fonctionnement est son point de consigne. En effet, un fonctionnement à charge partielle permet d'allonger les intervalles de maintenance. Un exemple donné est la réduction du facteur de maintenance par deux lorsque le niveau de charge de la centrale n'a pas dépassé 60%. La solution de stockage intégré peut être utilisée afin de ne pas augmenter le facteur de maintenance et ainsi reporter les frais. Le principe sera identique au service DI4 afin de ne pas dépasser des niveaux de charges de 60% ou 100%. Les autres contraintes augmentant la maintenance ne peuvent pas être diminuées à l'aide de la batterie (température, arrêt d'urgence, démarrage, etc). D'un point de vue environnemental, le stockage peut être utilisé afin de rester au point de fonctionnement produisant le moins d'émissions ou bien avec le plus haut rendement. Les variations de la turbine sont alors absorbées par le BESS. Une capacité importante reste dans tous les cas plus intéressante et efficace.

2.4.7 DI7 : Déclenchement des protections

Les défauts électriques sont définis comme une variation importante des caractéristiques électriques (tension, courant et fréquence). Les plus courantes sont les surtensions ou les surintensités. Pour protéger les personnes et les équipements, des disjoncteurs, des

fusibles et des relais sont installés dans les circuits électriques. Le dimensionnement et la sélectivité de ces protections sont effectués en calculant, par exemple, le courant de court-circuit maximal et minimal en fonction de la proximité de l'incident. Le service hybride consiste à déclencher la protection électrique en injectant un courant élevé, en plus de celui naturellement fourni par l'alternateur et le réseau. Si le défaut apparaît au niveau du réseau électrique, l'utilité du stockage est quasiment nulle comparé au courant fourni par l'alternateur. L'intérêt évident se présente lorsque la centrale ne produit pas d'électricité, en effet, dans ce cas la puissance de court-circuit est limitée à celle des sources ou charges du réseau auxiliaire. Ces résultats sont montrés dans la section 4.3.3 de ce chapitre. Pour fournir ce service, il faut appliquer une boucle de contrôle au niveau du convertisseur et revoir toute l'étude de sélectivité. Le bénéfice dépend du courant maximal fourni par le convertisseur, l'alternateur et le réseau, et permet une meilleure protection des équipements.

2.4.8 DI8 : Stockage d'énergies non valorisées

Le principe d'un cycle combiné consiste à utiliser une partie de l'énergie non valorisée des gaz d'échappement dans une turbine à vapeur pour améliorer le rendement de l'installation. L'intégration d'une batterie dans une centrale doit se faire avec la même logique. Les énergies non valorisées sont généralement sous forme thermique ou pneumatique, et elles sont disponibles soit au démarrage soit à l'arrêt du cycle. La mise en place de systèmes de récupération à l'aide de détendeurs, de ballons de pression ou même de moteurs Stirling couplés à des alternateurs peut permettre de récupérer cette énergie pour la restituer plus tard au réseau.

2.4.9 DI9 : Réduction de la redondance des équipements

L'intégration du système de stockage offre des possibilités de réduction du nombre d'équipements. Un bon exemple est le brevet de (H.Biellmann, 2015) qui propose de mutualiser le BESS, un convertisseur statique alimentant un moteur critique, et le démarreur de la centrale. D'autres réductions possibles sont :

- La suppression du système de distribution électrique en courant continu en connectant directement les charges au bus DC du stockage.
- La réduction du nombre de variateurs comme proposée dans le brevet.
- Des intégrations moins habituelles comme proposées par l'option n°4, en combinant plusieurs fonctionnalités avec le même système.

2.4.10 DI10 : Intégration de l'hydrogène

Malgré le choix dans ce document de l'électrochimie comme technologie du stockage, l'intégration d'un stockage à hydrogène possède un plus grand potentiel. La condition sine qua non de l'intégration de ce type de stockage est l'utilisation permanente de l'hydrogène comme combustible de la turbine. Ces travaux réalisés pour le stockage électrochimique peuvent être repris et adaptés à ce système.

3. Evaluation des services à l'aide d'indicateurs de performances

L'opérateur d'une centrale hybride recherche l'amélioration de la flexibilité qui est perceptible la plupart du temps par une rémunération du GRT ou un report d'investissement. Dans certains cas, le bénéfice financier est difficilement calculable. Un indicateur de performance technique peut être donné pour stimuler l'intérêt de potentiels acheteurs. Dans la section 3.1 et 3.2, des indicateurs de performances seront estimés pour les fonctionnalités QE1, QE2, QE3, QE4, QE7 et DI1. Les autres fonctionnalités ont des bénéfices plus facilement calculables et ne seront donc pas traitées dans cette partie.

3.1. Le soutien en court-circuit

3.1.1 Indicateurs de performances

Les services QE1, QE2 et QE3 concernent la stabilité angulaire et la stabilité en tension de la centrale. Ils sont obligatoires pour tous les sites de production centralisée et font l'objet d'une étude LVRT (« Low Voltage Ride Through ») à l'aide d'une modélisation SMIB (« Single Machine Infinite Bus », voir 3.1.2). Une étude similaire a été réalisée pour regarder l'impact de l'intégration d'un BESS dans une centrale CCGT. L'objectif de l'étude LVRT est de valider la capacité de l'alternateur à rester synchronisé lors d'une chute de tension. Cette capacité dépend des caractéristiques intrinsèques de l'alternateur et du système d'excitation. L'instabilité se traduit par une oscillation croissante et divergente de l'angle de charge δ de l'alternateur jusqu'à sa déconnexion. Les indicateurs de performances pour ces services sont extraits du grid code français et plus particulièrement du "Cahier des charges des capacités constructives pour une installation de production raccordée au RPT" de la "Documentation Technique de référence" (RTE, 2017a). Ses exigences font l'objet de fiches techniques dont la validation est obligatoire par le GRT. Notre simulation sera réalisée selon la fiche n°9 ("tenue de l'installation aux creux de tension"). Elle consiste à modéliser une perte de tension au PdC pendant 150 ms. La récupération de la tension au PdC doit rester au-dessus d'un gabarit visible sur la figure 2.10.a avec un alternateur transitoirement stable et connecté pendant la perte de la tension. La limite de stabilité peut être évaluée à l'aide du CCT (« Critical Clearing Time ») qui est défini par EDF comme "le temps maximum pendant lequel une perturbation peut être appliquée sans que le système ne perde sa stabilité" et qui sera un autre indicateur de performance.

3.1.2 Modèle SMIB et BESS

La structure d'un SMIB consiste en la modélisation d'une seule machine synchrone connectée à un réseau idéal par l'intermédiaire du transformateur élévateur et d'une réactance équivalente au réseau $Z_g = R_g + j.X_g$, comme le montre la figure 2.8. Le modèle SMIB est amélioré par l'ajout du bus auxiliaire et des impédances de transformateurs associées. Cette amélioration permet de modéliser la connexion de l'option n°2 ou même l'inclusion de certaines charges auxiliaires. Le modèle monophasé équivalent est créé à partir des lois de Kirchhoff :

$$V_T = V_G + ((R_G + R_{GSUT}) + j.(X_G + X_{GSUT})).I_G \quad (2.2)$$

$$I_{AUX} = I_{BESS} - \left(\frac{S_{LOAD}}{V_{AUX}}\right)^* \quad (2.3)$$

$$V_{AUX} = V_T + (R_{UAT} + j.X_{UAT}).I_{AUX} \quad (2.4)$$

$$V_{BESS} = V_{AUX} + (R_{BESS} + j.X_{BESS}).I_{BESS} \quad (2.5)$$

$$I_T = I_G - I_{AUX} \quad (2.6)$$

Pour des raisons de simplification des calculs, l'étude est réalisée sur une seule turbine à gaz et ses auxiliaires. Ce choix de simulation est motivé par le fait que l'influence du BESS est surtout perçue localement et qu'il permet aussi de s'affranchir d'études de stabilité multi-sources lesquelles ne sont pas indispensables à ce stade de la prospection et seront menées dans une analyse dédiée à part.

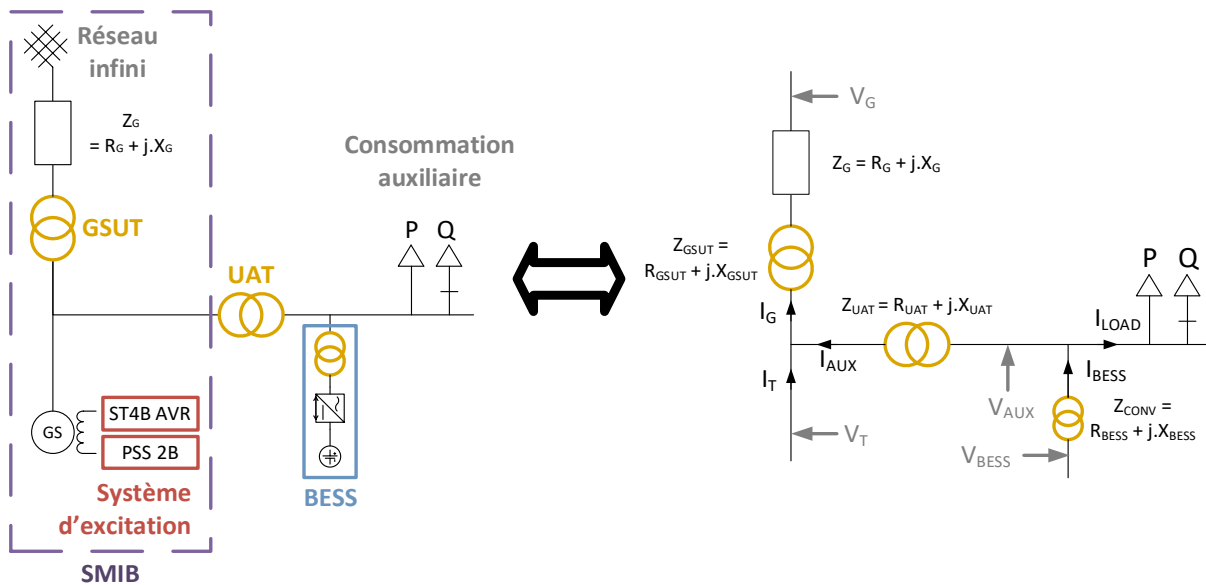


Figure 2.8 : Conversion à l'aide des lois de Kirchhoff de l'unifilaire simplifié vers un système monophasé équivalent

L'objectif principal est d'étudier le comportement de l'alternateur géré par un AVR (Automatic Voltage Regulator) et connecté au schéma unifilaire précédent. Ce contrôle de la tension ou plus précisément de la puissance réactive est obtenu en modifiant la tension du rotor de l'alternateur via le système d'excitation. Le couple appliqué par la TG à la génératrice est quasiment constant mais sera tout de même modélisé. La plate-forme de simulation, construite sous Matlab-Simulink, comprend un modèle du cinquième ordre de l'alternateur synchrone décrit dans l'article (IEEE 1110, 2002), un modèle ST4B avec PSS2A détaillé dans la référence (IEEE 421.5, 1992), un modèle GGOV pour la turbine à gaz développé dans (IEEE PES-TR1, 2013) et un modèle moyen d-q de l'onduleur BESS. Seul le modèle moyen du BESS est expliqué dans ce document, les autres modèles étant complètement précisés dans les références. L'accumulation des modèles, comme visible figure 2.8, force l'utilisateur à veiller particulièrement sur l'initialisation et la configuration de chaque élément.

Le convertisseur est modélisé avec un modèle moyen d-q. Compte tenu de la durée de la simulation (quelques secondes), le système de stockage est modélisé par une source de tension constante. L'utilisation de plusieurs transformations mathématiques, appelées Concordia et Park, permet de simplifier le système triphasé en un système équivalent biphasé. L'onduleur (voir figure 2.9) trois niveaux mis en œuvre est constitué d'IGBT et de diodes antiparallèles avec en sortie triphasée, des inductances.

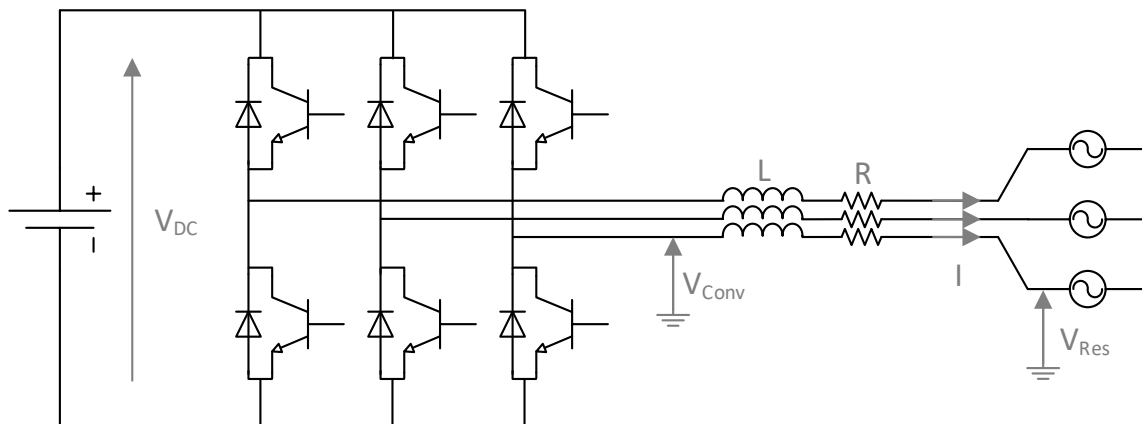


Figure 2.9 : Topologie de l'onduleur triphasé BESS (en bleu figure 2.8)

Les équations qui traduisent le diagramme ci-dessus sont données par :

$$\Delta V = V_{Res} - V_{Conv} = j \cdot L \cdot \omega \cdot I + R \cdot I \quad (2.7)$$

Avec ΔV la différence entre la tension du réseau et la tension de l'onduleur, ω la pulsation du réseau, L l'inductance équivalente et R la résistance équivalente de ligne et du transformateur en sortie du convertisseur. On obtient à l'aide des transformées mathématiques :

$$\begin{aligned} \Delta V_d &= (s \cdot L + R) \cdot I_d - L \cdot w \cdot I_q \\ \Delta V_q &= (s \cdot L + R) \cdot I_q + L \cdot w \cdot I_d \end{aligned} \quad (2.8)$$

On trouve alors la dynamique du courant d'axe d-q :

$$\begin{aligned} I_d &= \frac{\Delta V_d}{(s \cdot L + R)} + \frac{L \cdot w}{(s \cdot L + R)} \cdot I_q \\ I_q &= \frac{\Delta V_q}{(s \cdot L + R)} - \frac{L \cdot w}{(s \cdot L + R)} \cdot I_d \end{aligned} \quad (2.9)$$

Il est nécessaire d'intégrer un régulateur proportionnel intégral (PI) pour les boucles de régulation des courants d'axes d et q. Et de calculer la fonction de transfert en boucle ouverte (FTBO) et la fonction de transfert en boucle fermée (FTBF) du système pour fixer la dynamique du régulateur. La dernière étape consiste à ajouter une boucle de régulation de la tension ou une commande de statisme f-P et U-Q. Pour cette dernière boucle, la puissance peut être directement liée au courant d-q comme indiqué ci-dessous :

$$\begin{cases} I_{d,ref} = \frac{P \cdot V_d + Q \cdot V_q}{V_d^2 + V_q^2} \\ I_{q,ref} = \frac{P \cdot V_q - Q \cdot V_d}{V_d^2 + V_q^2} \\ P = P_{ref} + k \cdot \Delta f \\ Q = Q_{ref} + k' \cdot \Delta V \end{cases} \quad (2.10)$$

Pour le contrôle de la tension, un filtre RC doit être ajouté entre l'onduleur et son transformateur. Et en utilisant la loi de Kirchhoff et un filtre passe-bas de premier ordre, on peut calculer la FTBO et la FTBF pour gérer et contrôler la tension de sortie du convertisseur comme présenté dans la section 3.2.2.

Les résultats présentés par la suite ont été obtenus avec une réactance de liaison X_{cc} de 5% comme présenté dans la fiche n°9 de RTE. Les paramètres utilisés pour cette étude sont des données internes à GE, notamment les impédances de l'alternateur, le paramétrage de l'AVR et du PSS.

3.1.3 Résultats

Afin d'estimer les bénéfices, la comparaison avec une CCGT sans hybridation a été nécessaire. Les autres paramètres modifiés au cours des simulations sont la puissance du système de stockage (3 MVA, 15 MVA ou 50 MVA), l'implémentation du PSS (intégré dans l'AVR, intégré dans le BESS ou dans les deux systèmes) et le type de contrôle BESS (P, Q ou P-Q). Pour rappel, un court-circuit de 150 ms est appliqué aux bornes du GSUT avec pour objectif la non-désynchronisation de l'alternateur. Les indicateurs sont le respect du gabarit RTE, la non-désynchronisation et le CCT. Le point de fonctionnement choisi pour cette simulation est un point critique où l'alternateur doit absorber une puissance réactive avec une tension faible au niveau du réseau.

$$V_{res} = 0.95 \text{ p.u} \quad V_{gen} = 0.99 \text{ p.u} \quad P = 1 \text{ p.u} \quad Q = -0.35 \text{ p.u} \quad X_{cc} = 5\%$$

Tableau 2.2 : Résultats de la simulation court-circuit

		Gabarit	Sync	CCT		Temps de stabilisation de la puissance active à 99% (sec)
				(sec)	(%)	
Sans BESS		✓	✓	0.190		3.05
Puissance du BESS	3 MVA	✓	✓	0.191	+0.5	3.03
	15 MVA	✓	✓	0.195	+2.6	2.83
	50 MVA	✓	✓	0.203	+6.8	2.80
Régulation du BESS	P	✓	✓	0.191	+0.5	2.84
	Q	✓	✓	0.194	+2.1	3.04
	P & Q	✓	✓	0.195	+2.6	2.83

On remarque que le bénéfice apporté par l'hybridation reste minime pour ces services. Effectivement, les 3 à 15% de puissance ajoutée par le stockage ne peuvent rivaliser avec la puissance de la génératrice qui fournit transitoirement deux à trois fois ses capacités nominales. Le paramétrage des modèles IEEE, habituellement fait par GE, permet d'avoir une tenue en court-circuit maximum de 190ms pour une turbine de 300MVA. On remarque alors que l'ajout d'un BESS améliore jusqu'à 6.8% ce critère qui est lié au service QE1. Le BESS s'oppose naturellement avec le statisme en puissance active aux variations de la vitesse et tente de stabiliser la tension du bus en fournissant de la puissance réactive (voir la figure 2.10.a et 2.10.b). L'augmentation de la taille du stockage améliore de façon linéaire le CCT et d'un point de vue contrôle, seule la double régulation en puissance active et en puissance réactive garantit le bénéfice maximum (figure 2.10.c). La figure 2.10.d montre un court-circuit au niveau du réseau de 200ms et la perte de contrôle immédiate de la machine malgré un stockage de 15 MVA et une régulation P-Q.

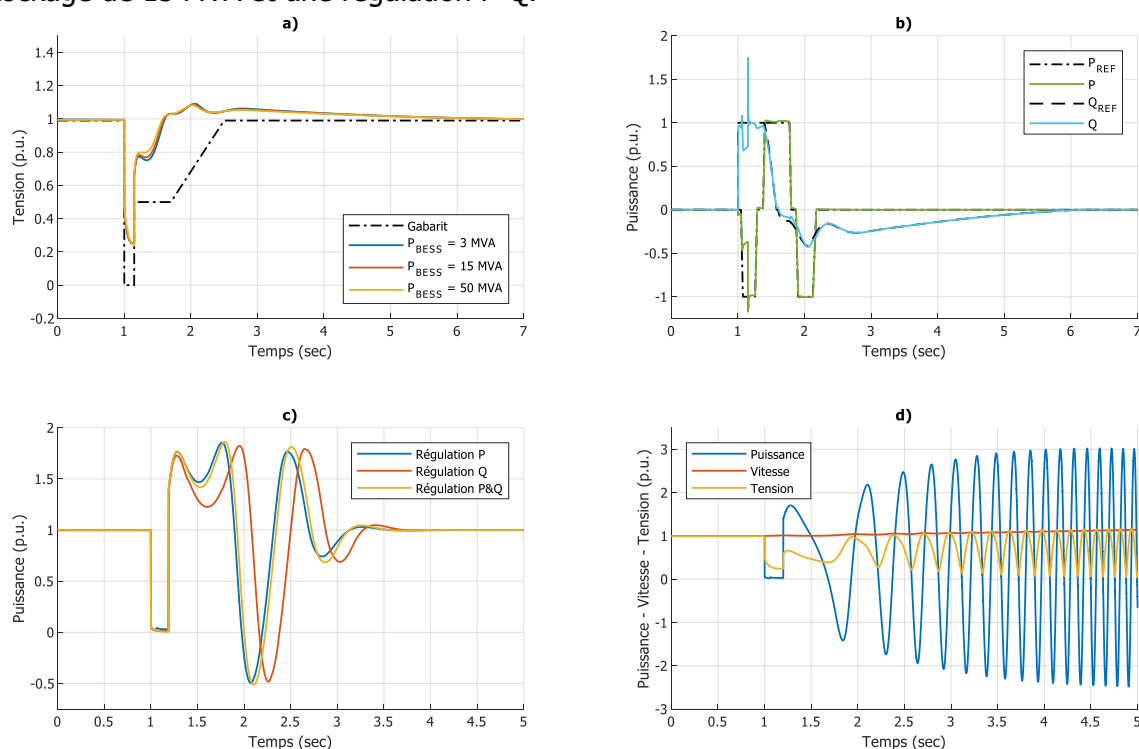


Figure 2.10 : a) Renvoi de tension suite à un court-circuit réseau de 150 ms d'une centrale hybride avec 3, 15 et 50 MVA, b) Puissance active et réactive fournies par un BESS lors d'un court-circuit de 150 ms, c) Différence entre les régulations du BESS suite à un court-circuit de 190ms, d) Instabilité d'un alternateur suite à un court-circuit de 200ms

L'implémentation de la boucle d'amortissement dans le contrôleur du stockage ne montre aucun intérêt car les oscillations, d'environ 50% de la puissance nominale de la machine, ne peuvent pas être stabilisées par le stockage. Et comme le montre la figure 2.11, le temps de stabilisation est multiplié au minimum par cinq pour un stockage de 15 MVA. Un stockage de 50 MVA permet de réduire le temps de stabilisation à 4.48 secondes ce qui reste supérieur aux 3.05 secondes de la configuration initiale.

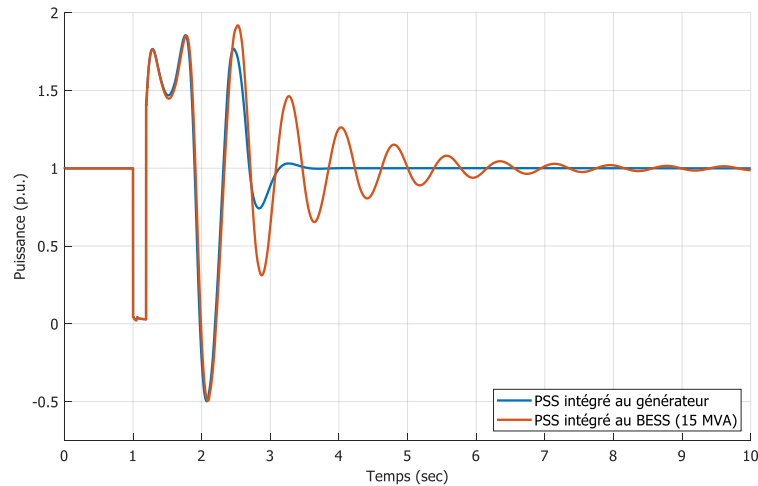


Figure 2.11 : Comparaison de l'amortissement fait par un PSS lorsqu'il est implanté dans l'AVR de l'alternateur ou dans un BESS

Cette plate-forme de simulations permet aussi d'évaluer un dernier critère, à savoir la contribution du système de stockage au maintien de la tension locale du bus auxiliaire (services QE3 et DI1). Cette fonctionnalité a un bon potentiel dû à la diminution du soutien de l'alternateur à travers l'UAT. Un BESS, raisonnable de 15 MVA maximum et localement connecté avec l'option n°2, peut avoir un impact important. Ce qui est montré à l'aide d'une simulation d'un démarrage d'une pompe de 4 MVA sur le tableau MT. Un courant d'appel, 5,5 fois plus élevé que le courant nominal pendant 6 secondes, et un $\cos(\varphi)$, de 0.15 au démarrage puis de 0.85 en régime statique, sont simulés. La figure 2.12 confirme l'utilité d'avoir une batterie sur le bus auxiliaire. En effet, la chute de tension est circonscrite à 8.5% ou 12% avec respectivement une batterie de 15 ou 3 MVA au lieu de 14% sans hybridation.

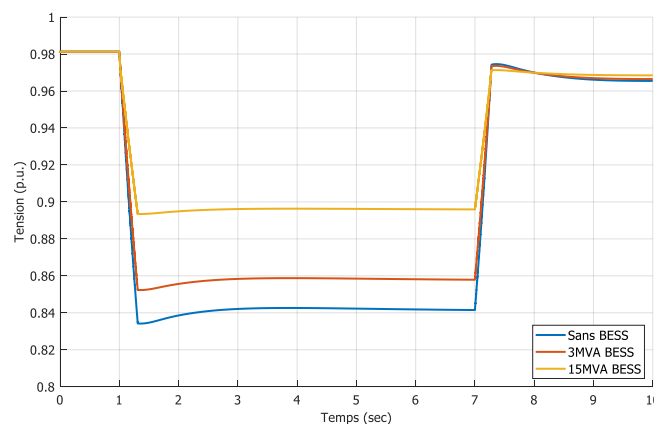


Figure 2.12 : Comparaison du renvoi de la tension d'une centrale hybride et d'une centrale conventionnelle suite au démarrage d'un moteur de 4 MVA au niveau du bus MT

3.2. Analyse harmonique

La deuxième simulation concerne la qualité de la tension (service QE4). Cette situation se présente, par exemple, en cas de panne du réseau (service QE7) lorsque la puissance de court-circuit est largement réduite et doit être fournie par la seule source de démarrage (groupe électrogène ou BESS). Les distorsions harmoniques qui peuvent stopper le démarrage doivent être réduites pour éviter le déclenchement des protections. Cette plate-forme de simulations permet d'effectuer une analyse harmonique afin d'évaluer la nécessité de solutions anti-harmoniques (filtrage actif, filtrage passif, transformateurs dodécaphasés, etc). On modélise la principale charge polluante de la centrale, un redresseur 6 ou 12 pulses avec un angle d'amorçage d'environ 15° permettant le démarrage de la centrale. La question soulevée pour cette étude concerne la nécessité d'utiliser une solution passive pour la réalisation du service QE7.

3.2.1 Indicateurs de performances

Les perturbations dans la centrale électrique sont principalement créées par des charges non linéaires comme le système d'excitation, le convertisseur de démarrage ou les variateurs de fréquence des pompes. Un autre exemple est celui où les perturbations proviennent du réseau, plus précisément de charges spécifiques à proximité de la centrale (laminoir, chemin de fer, four à arc électrique, etc.). EN50160, IEEE519 et IEC61000-3-6 sont des normes qui définissent les critères des conditions normales de fonctionnement pour la qualité de la tension et du courant.

Comme tout consommateur sur le réseau, le bus auxiliaire a le devoir de gérer la qualité de son énergie. Avec la connexion au réseau de transport, la puissance de court-circuit est suffisamment importante pour assurer une bonne qualité ce qui n'est pas le cas en mode îloté (réseau faible) ou déconnecté. Les figures 2.13 et 2.14 synthétisent les requis des niveaux harmoniques de tension et de courant. Dans notre cas, le niveau correspondant au taux de distorsion global de tension THD_v est de 5% pour le bus MT. Cette valeur reste exigeante pour un réseau non connecté au réseau électrique et une valeur de l'ordre de 10% serait tout de même acceptable. Pour le courant, l'objectif fixé est de $THD_i = 12\%$ et se trouve dans la ligne $I_{sc}/I_l = 50 < 100$. Dans ce modèle, on considère que le courant maximum de la source est atteint et par conséquent $TDD = THD_i$. Les deux critères de performances sont les taux harmoniques en courant et en tension.

Bus voltage V at PCC	Individual harmonic (%)	Total harmonic distortion THD (%)
$V \leq 1.0$ kV	5.0	8.0
$1 \text{ kV} < V \leq 69$ kV	3.0	5.0
$69 \text{ kV} < V \leq 161$ kV	1.5	2.5
$161 \text{ kV} < V$	1.0	1.5 ^a

^aHigh-voltage systems can have up to 2.0% THD where the cause is an HVDC terminal whose effects will have attenuated at points in the network where future users may be connected.

Figure 2.13 : Taux harmoniques en tension recommandés d'après l'IEC 61000-2-4

Maximum harmonic current distortion in percent of I_L						
Individual harmonic order (odd harmonics) ^{a, b}						
I_{SC}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
$< 20^c$	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
$20 < 50$	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
$50 < 100$	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
$100 < 1000$	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
> 1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Figure 2.14 : Taux harmoniques en courant recommandés d'après l'IEC 61000-2-4

3.2.2 Plate-forme de simulation

La plate-forme réalisée sous Matlab Simpower System ne comprend qu'un modèle du bus MT, quelques transformateurs, une charge linéaire et un BESS. Le pas de calcul est faible (quelques ns) en raison de la fréquence de commutation du convertisseur de 2.5 kHz. La simulation est exécutée sur la plate-forme pour modéliser le pire des cas, un démarrage à froid sans connexion au réseau. Afin de faciliter l'étude, la puissance de la charge non-linéaire (initialement de l'ordre 15 MVA) est réduite à 600 kVA proportionnellement à un module du convertisseur (850 kVA). Une charge linéaire de 150 kVA est rajoutée comme le montre le circuit électrique représenté à la figure 2.15.

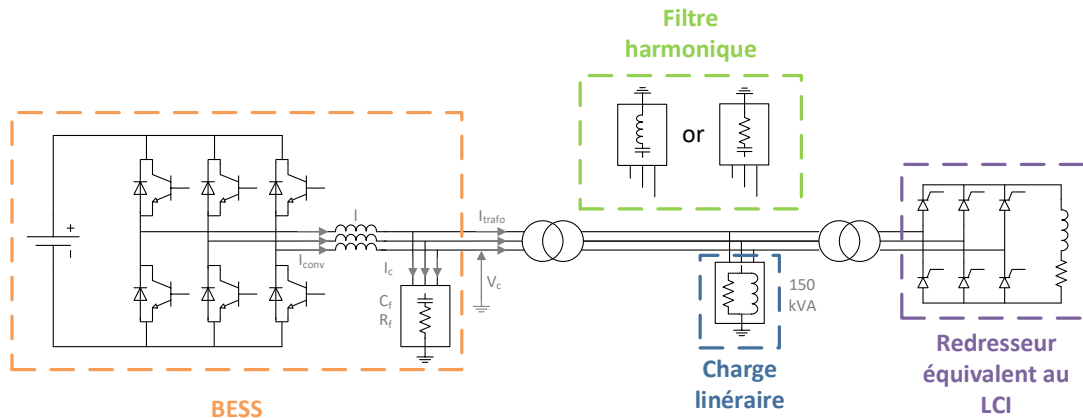


Figure 2.15 : Circuit électrique simplifié du modèle permettant l'analyse harmonique

En plus d'utiliser la régulation en courant décrite dans la section précédente, une boucle de régulation en tension a été implantée. Dans ce cas, un filtre (visible sur la figure 2.15 avec C_f, R_f) composé d'un banc de capacités en série avec des résistances doit être ajouté entre l'onduleur et son transformateur. Le but est de contrôler la tension en sortie du convertisseur et d'amortir la distorsion de tension créée par la fréquence de commutation PWM.

En utilisant l'une des lois de Kirchhoff, les équations obtenues sont :

$$\begin{aligned}
 C_f \cdot \frac{dV_{cA}}{dt} &= I_{cA} \\
 C_f \cdot \frac{dV_{cB}}{dt} &= I_{cB} \\
 C_f \cdot \frac{dV_{cC}}{dt} &= I_{cC}
 \end{aligned} \tag{2.11}$$

En utilisant la transformation en quadrature directe, on obtient :

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt}(V_{c,dq}) &= -P\left(\frac{\pi}{2}\right) \cdot \frac{d\theta}{dt} V_{c,dq} + \frac{1}{C_f} \cdot (I_{conv,dq} - I_{trafo,dq}) \\ \text{avec } P\left(\frac{\pi}{2}\right) &= \begin{pmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{pmatrix} \end{aligned} \quad (2.12)$$

Finalement, un filtre passe-bas de premier ordre est utilisé dans la boucle de régulation de tension :

$$\begin{aligned} \left(\frac{V_c}{V_{c\,ref}}\right) &= \left(\frac{V_c}{I_{d,conv}^*}\right) \cdot \left(\frac{I_{d,conv}^*}{V_{c\,ref}}\right) \\ &= \underbrace{\left(\frac{1}{C_f \cdot s}\right)}_{\text{system}} \cdot \underbrace{\left(\frac{K_v}{1 + \tau_v \cdot s}\right)}_{\text{contrôleur}} \end{aligned} \quad (2.13)$$

La FTBO et la FTBF peuvent être calculées pour fixer le gain du contrôleur à la pulsation voulue.

Le premier lot de fréquences harmoniques se situent autour de la fréquence de commutation comme suit :

$$f_{harmono} = f_{PWM} \pm k \cdot f_{res} \quad \text{avec } k \text{ pair et non-multiple de } 3$$

De plus, pour $k > 11$, l'ampleur des harmoniques est considérablement réduite. Par conséquent, la fréquence harmonique la plus basse considérée comme filtrée est $f_{harmono} = f_{pwm} - 11 \cdot f_{res} = 1950 \text{ Hz}$. Les autres lots sont centrés autour des fréquences multiples de $m \cdot f_{pwm}$ avec $m = f_{pwm}/f_{res}$ et $f_{res} = 50 \text{ Hz}$, et leur amplitude décroît avec leur rang. L'ajout du filtre RC introduira une résonance parallèle qui est un phénomène couvrant les fréquences plus basses que la fréquence naturelle d'un circuit au point considéré. Ainsi, pour limiter son effet, la résonance parallèle ne doit pas couvrir la fréquence 50 Hz du réseau. La fréquence de coupure de 1100 Hz est choisie pour le filtre, ce qui la place assez loin au-dessus des quinze premières harmoniques du réseau tout en restant inférieure à $f_{harmono} = 2000 \text{ Hz}$. On arrive alors à dimensionner les composants du filtre RC série à l'aide de sa fréquence de coupure, $f_{filtre} = \frac{1}{2\pi \cdot R_f \cdot C_f}$. Les paramètres choisis sont $R_f = 0.25\Omega$ et $C_f = 579\mu F$.

Pour le bus MT, si le niveau des harmoniques est trop élevé un filtre sinusoïdal peut être ajouté. Ce filtre peut être un filtre RC série comme présenté précédemment, ou LC série. Le filtrage consiste en une impédance de très faible valeur autour de la fréquence à filtrer et suffisamment importante à la fréquence fondamentale du réseau. Parmi les dispositifs de filtrage les plus courants, on distingue le filtre passif résonant et le filtre passif passe-haut. Ces filtres harmoniques ont deux rôles : filtrer les harmoniques en les court-circuitant et améliorer le facteur de puissance du réseau. Les filtres résonants (L-C série) sont très efficaces à leur fréquence d'accord (résonance série) mais ne traitent pas les rangs supérieurs. Ils provoquent une résonance parallèle qu'il est nécessaire de réduire. Une possibilité consiste à utiliser un filtre amorti de second ordre où l'on intègre une résistance en parallèle de l'inductance. Les caractéristiques du filtre résonant utilisé par la suite sont :

$$\text{Rang de la résonance série : } n_s = \frac{1}{\omega \cdot \sqrt{L_{SAH} \cdot C_{SAH}}}$$

$$\text{Rang de la résonance parallèle : } n_p = \frac{1}{\omega \cdot \sqrt{(L_{res} + L_{SAH}) \cdot C_{SAH}}}$$

$$\text{La puissance réactive estimée : } Q = \frac{n_s^2}{n_s^2 - 1} \cdot 3V^2 \cdot C_{SAH} \cdot \omega$$

Avec ω , V et L_{res} , respectivement, la pulsation, la tension nominale et l'inductance équivalente du réseau électrique, L_{SAH} et C_{SAH} , l'inductance et la capacité du filtre résonant. Ces deux filtres sont mis en œuvre afin de trouver une solution technique et économique optimale.

Le déphasage dodécaphasé à l'aide de transformateurs ou encore l'imbrication de pulses des convertisseurs constituent des solutions alternatives avant d'envisager la mise en œuvre de filtres. Le déphasage dodécaphasé se fait à l'aide d'un transformateur constitué d'un enroulement primaire couplé en triangle et de deux enroulements secondaires, l'un couplé en étoile et l'autre en triangle. La différence de couplage des deux enroulements secondaires décale l'une des FEM de 30° , ce faisant les harmoniques 5 et 7 sont naturellement éliminées et ne sont donc pas présentes sur le réseau. Dans notre cas, à la fois la charge polluante non-linéaire (uniquement lorsque qu'elle est en 12 pulses) peut en être équipée mais aussi la source. Pour réaliser l'imbrication des impulsions, il faut effectuer des retards sur les porteuses de la MLI de sorte à les décaler l'une de l'autre de $\frac{T_{PWM}}{n}$, avec T_{PWM} , la période du signal de modulation et n le nombre de modules du convertisseur. Le premier décalage permet d'éliminer les harmoniques autour de la fréquence PWM, le second supprime les harmoniques autour de $2.F_{pwm}$, le troisième élimine celles autour de $3.F_{pwm}$, etc. L'utilisation d'une ou de plusieurs solutions est essentiellement guidée par des considérations financières comme expliqué dans la section 3.2.3. Leur mise en œuvre doit rester simple pour rassurer les industriels mais aussi réduire les coûts à l'aide de ces solutions éprouvées.

3.2.3 Résultats

Le tableau 2.3 récapitule les différents avantages de la solution proposée pour améliorer la qualité de la tension :

Tableau 2.3 : Résultats de la simulation analyse harmonique (vert : norme respectée, rouge : norme non respectée)

		Bus BESS			Bus MT			Bus redresseur		
		THD _V	THD _I	PF	THD _V	THD _I	PF	THD _V	THD _I	PF
6 pulses	Sans filtre	15%	14.8%	0.87	19.5%	21.6%	0.94	23.4%	21.2%	0.95
	Filtre résonnant	13.4%	10.2%	0.90	16.1%	22.1%	0.95	20.1%	22.3%	0.96
	Filtre amorti	13.3%	10.2%	0.9	15.9%	22.1%	0.95	20%	22.3%	0.96
12 pulses	Sans filtre	13.1%	4.8%	0.93	15.1%	7.49%	0.98	17.3%	23.7%	0.99
	Filtre résonnant	8%	2.1%	0.95	6.1%	9.37%	0.99	9.8%	25.5%	0.99
	Filtre amorti	7.9%	2.1%	0.95	5.9%	9.42%	0.99	9.5%	25.5%	0.99

Il est à noter que la meilleure façon de diminuer le taux d'harmonique du bus MT est de s'attaquer directement à la source polluante en changeant le redresseur 6-pulses démarrant la turbine à gaz par un redresseur 12-pulses. Cette option reste plus coûteuse avec quasiment le double d'équipement à prévoir. Cependant, elle est recommandée et nécessaire dans le cadre de la fonctionnalité QE7. L'introduction du filtre va fournir environ 50 kVar de puissance réactive, réhausser la tension et permettre de réduire l'énergie délivrée par le système de stockage. D'un point de vue économique, l'ajout du filtre représente environ 5% du coût total de la solution de stockage. L'imbrication des pulses à l'avantage de ne modifier que la commande du convertisseur, ce qui est une solution peu coûteuse. Les résultats apparaissent dans un rapport fourni par GE Power Conversion dans un cas différent du nôtre. La

modélisation est un réseau triphasé de navire avec comme unique pollution le convertisseur du stockage. Dans ce contexte, l'amélioration, essentiellement visible sur le courant, est d'environ 15% sur le THD_i.

Le THD_i ou THD_v du réseau peut être réduit de manière significative, mais le critère de 5% de THD_v est difficilement atteint sans soutien du réseau. Comme expliqué précédemment, pour une application de black start et sans connexion au réseau un THD_v inférieur à 10% reste convenable lors du fonctionnement de l'installation.

3.3. Construction de combinaisons pour des couples de services

Ces parties de description des services et de quantification des performances doivent être complétées lors d'un projet avec la construction d'une étude financière. La nécessité d'appliquer les lois particulières au projet, de prendre en compte les caractéristiques techniques de la centrale et d'utiliser des historiques d'exploitations aboutissent à l'impossibilité de présenter cette étude dans ce document. Il est cependant proposé, afin de fournir des outils pour construire l'offre, d'appliquer une méthode de mutualisation des services (3.3.1, 3.3.2 et 3.3.3) et de discuter des potentiels revenus financiers de certains services (3.3.4).

3.3.1 Méthodologie de mutualisation des services

Une méthode d'analyse de mutualisation des services pour un BESS standalone sur le réseau électrique a été proposée par (G.M.A.Delille, 2011). Nos deux études étant proches, il est intéressant de reprendre sa méthodologie et de l'appliquer à notre système. Les principaux objectifs de cette méthodologie sont de maximiser les profits et de minimiser les coûts de mise en œuvre en identifiant les cas pertinents de services à combiner. En effet, les coûts d'équipement, d'installation et de mise en service tendent à dissuader les producteurs d'électricité d'hybrider leurs unités de production. Pour maximiser les bénéfices et minimiser les coûts d'investissement, une combinaison des services est nécessaire pour concurrencer les solutions conventionnelles. (G.M.A.Delille, 2011) propose trois étapes en identifiant d'abord des « services principaux » ensuite des « services complémentaires » puis finalement en réalisant le plan de développement économique. Les services principaux ont un fort intérêt technique, économique, environnemental ou social, et sont le(s) service(s) prioritaire(s) pour le client. L'ajout de services complémentaires permet de maximiser l'offre, mais entraîne une complexification au niveau de la connexion et de la gestion du stockage. L'ajout de ces modules complémentaires doit être le plus transparent possible afin de maximiser les profits. (G.M.A.Delille, 2011) analyse les services en fonction du PdC du stockage dans le réseau, ce qui n'est pas réalisable pour notre étude car nous sommes contraints à une connexion sur le réseau de distribution à l'intérieur de la centrale. Cette méthodologie est basée sur la comparaison à l'aide de tableaux et d'un barème validé par des GRT européens.

Il réalise un effort de synthèse des synergies possibles entre de nombreux services, ce qui est effectué uniquement sur quelques fonctionnalités dans les références actuelles. Bien entendu, le regroupement de services, appelé mutualisation dans la suite, utilise des critères sous-jacents et implicites, le plus souvent liés au dimensionnement, au PdC, au cadre réglementaire ou à la difficulté de la gestion de la batterie.

3.3.2 Caractéristiques techniques des services

Afin de pouvoir mutualiser les services, un inventaire des fonctionnalités présenté dans le tableau 2.4 est nécessaire. Les éléments de comparaison sont les mêmes que ceux de (G.M.A.Delille, 2011), à savoir, la gamme de puissance, le temps de déstockage, le temps de réponse maximum et la fréquence d'utilisation. Les caractéristiques techniques sont déterminées pour notre centrale référence de 400 MVA. Le cahier des charges (chapitre 1 section 5) nous oriente vers une solution de puissance minimale afin de favoriser

l'investissement. Un point de comparaison ajouté est le type de régulation à implanter ce qui semble nécessaire pour mieux spécifier le système. Par exemple, pour le service black start QE7, une régulation de la tension de bus est nécessaire ce qui oblige les fournisseurs du convertisseur à spécifier et modifier leur contrôle.

Tableau 2.4 : Caractéristiques techniques des services

Services	Puissance (MVA)	Durée	Temps de réponse maximum	Fréquence d'utilisation	Régulation
QE1	15 – 50	Quelques secondes	Dizaine de ms	Exceptionnelle	P & Q - statisme
QE2	50	Dizaines de secondes	Dizaine de ms	Permanente	P
QE3 - HT	30 – 50	Quelques secondes	Dizaine de ms	Permanente	Q – statisme ou U
QE3 - MT	5 – 15	Quelques secondes	Dizaine de ms	Permanente	Q – statisme ou U
QE4	10 – 15	Quelques secondes	Dizaine de ms	Permanente	I
QE5	10 – 15	30 minutes	Centaine de ms	Permanente	P - statisme
QE6	10 – 15	Quelques secondes	Dizaine de ms	Ponctuelle	P – df/dt
QE7	10 – 15	90 minutes	Centaine de ms	Exceptionnelle	U
QE8	150	90 minutes	Centaine de ms	Exceptionnelle	U et P
DI1	0.25 – 5	48 heures	Centaine de ms	Ponctuelle	U
DI2	50- 150	Quelques heures	Centaine de ms	Journalière	P
DI3	15 - 50	30 minutes	Centaine de ms	Journalière	P
DI4	50 - 150	Quelques heures	Centaine de ms	Journalière	P
DI5	0 – 50	30 – 60 minutes	Centaine de ms	Journalière	P
DI6	20 – 50	30 – 60 minutes	Centaine de ms	Journalière	P
DI7	50	Quelques secondes	Dizaine de ms	Exceptionnelle	I
DI8	5 – 15	Quelques heures	Centaine de ms	Ponctuelle	P

Deux fonctionnalités n'apparaissent pas dans cette méthodologie, le service DI9 pour des raisons de topologies non définies, et DI10 pour hors-sujet.

3.3.3 Matrice de mutualisation

La mutualisation est réalisée à l'aide d'une matrice affichant la compatibilité des services selon certains critères implicites. Elle fait appel à l'expérience de GE acquise tout au long de ce travail. Il est à noter que l'ordre d'énonciation du couple de services est important. On désigne en premier le service prioritaire puis le service complémentaire. L'inversion de cet ordre donne un autre dimensionnement, un autre couple de services qui ne fait pas forcément partie du même niveau de compatibilité. La matrice de mutualisation a été construite avec l'hypothèse d'un stockage d'énergie au lithium avec un C-rate d'environ 3. Cela implique que pour une application de 50 MW, l'énergie disponible est de 16.6 MWh même si l'application nécessite une intervention de quelques secondes.

Identiquement à (G.M.A.Delille, 2011), trois niveaux de compatibilité des services sont utilisés avec cependant certaines différences. Le premier niveau est une combinaison évidente et simple. Les circonstances d'appartenance à ce niveau peuvent être la validation des services par la même action, la dissociation des régulations, comme celle de la puissance active et réactive, ou la dissociation évidente temporelle des deux services, par exemple, au démarrage on ne régule pas la fréquence du réseau car on est non-connecté et inversement. Les services sont fournis en même temps sans modification du dimensionnement. Le deuxième niveau englobe des fonctionnalités qui peuvent être réalisées en parallèle. La combinaison entraîne soit de légères restrictions en puissances, soit un léger surdimensionnement du stockage, soit

une délimitation des plages horaires de fonctionnement. En d'autres termes, les fonctionnalités peuvent être réalisées mais de façon dégradée ce qui entraîne une perte des bénéfices d'au moins une fonction. Le surdimensionnement du système est accepté lorsqu'il est inférieur à 15% du prix initial. Le dernier niveau indique une difficulté, voir impossibilité de couplage. La principale raison est souvent un surdimensionnement excessif pour la réalisation de la combinaison.

Tableau 2.5 : Matrice de mutualisation

	QE1	QE2	QE3 HT	QE3 MT	QE4	QE5	QE6	QE7	QE8	DI1	DI2	DI3	DI4	DI5	DI6	DI7	DI8
QE1								X	X	X							
QE2								X	X	X							
QE3 HT								X	X	X							
QE3 MT								X	X	X							
QE4								X	X	X							
QE5								X	X	X							
QE6									X								
QE7	X	X	X	X	X	X	X			X	X	X	X	X	X	X	X
QE8	X	X	X	X	X	X	X			X	X	X	X	X	X	X	X
DI1	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X	X	X	X	X	X
DI2								X	X								
DI3								X	X	X							
DI4								X	X	X							
DI5								X	X	X							
DI6								X	X	X							
DI7								X	X	X							
DI8								X	X	X							

 Le dimensionnement optimisé pour le service en tête de ligne permet d'assurer pleinement cette application

 Le dimensionnement optimisé pour le service en tête de ligne permet d'assurer au moins partiellement cette application

 Le dimensionnement optimisé pour le service en tête de ligne ne semble pas permettre d'assurer cette application

X Services indépendants et réalisés à des moments distincts

On peut remarquer que les applications de fortes puissance et énergie, comme QE3-MT et QE4, ne sont pas compatibles car la localisation d'un système de telle dimension ne peut-être qu'en dehors de la centrale, ce qui réduit l'impact et la fiabilité de la fonctionnalité. Les services

DI5 et DI8 sont réalisables peu importe la taille de la batterie. Ce sont des services qui ne demandent pas de conditions particulières pour être réalisés, et dont les bénéfices sont intéressants lorsque le BESS ne fournit pas d'autres services.

Cette matrice n'inclut pas la rentabilité économique des services. Toutefois, des combinaisons à fort potentiel se démarquent et permettent d'orienter le client vers les solutions les plus attrayantes. Elle a été construite pour une centrale quelconque, certaines incohérences peuvent subvenir lors de la mise en pratique pour un site particulier. Il est nécessaire de vérifier la cohérence avant de l'appliquer au site.

3.3.4 Bénéfices financiers des services

Afin de réaliser l'étude financière, nous devons déterminer un ou plusieurs services principaux qui doivent être choisis en fonction de la demande du client et proposer les services complémentaires à l'aide de la matrice précédente. Suite à l'expérience acquise, les services principaux les plus demandés sont les fonctions QE5, QE7, QE8 et DI3.

Le service QE5 concerne la réponse fréquentielle et plus particulièrement la réponse primaire. Pour rappel, deux types de réponses peuvent être fournies, l'une augmentant la capacité de la réserve d'environ 30%, l'autre permettant de fournir plus de puissance instantanée lorsque la centrale est entre 87% et 100% de la base. Cette réserve est rémunérée, d'une part pour la puissance réservée à un prix proposé sous forme d'enchère au GRT, d'autre part lors de la fourniture du service avec le prix du marché de l'électricité. En France, le prix moyen des propositions acceptées par le GRT est 7.4€/MW/h. La meilleure manière de calculer la rémunération pour cette fonctionnalité est de simuler l'intégration de la batterie à l'aide des données réelles de la centrale. Cette simulation comprend le prix du marché de l'électricité, le prix négocié du gaz mais aussi des prémisses de l'algorithme de contrôle. Un logiciel de ce type a été construit par GE mais reste encore inachevé avec peu de services intégrés et aucune confrontation avec un client.

Les services QE7 et QE8 ont pour objectif de démarrer la centrale suite à une panne au niveau du réseau d'électricité. La rémunération de ce service n'est pas assurée dans tous les pays et il peut être obligatoire pour certaine centrale (voir figure 1.17). A titre d'exemple, on retrouve en Irlande le prix de 64.71€/h pour la centrale ESB Aghada de 3x90MW dans le document (ELIA, 2018b). L'utilisation d'un BESS pour démarrer la centrale peut aussi se justifier suite à la comparaison avec la solution conventionnelle à savoir un groupe électrogène. D'après les études préliminaires, la chute récente des prix des batteries permet à cette solution d'être concurrentielle avec un léger surcout de 10%.

Le service DI3 est l'amélioration dynamique de la centrale, en augmentant par exemple le taux de prise de charge. Aucune quantification de ce service ne peut être donnée car elle dépend de l'appréciation de l'opérateur et de l'intérêt qu'il va lui porter. On peut par exemple imaginer que l'hybridation lui permette l'intégration de nouveaux marchés à l'aide de l'amélioration de sa flexibilité. A nouveau, une simulation avec les données d'exploitation de la centrale est à minima nécessaire.

4. Le prédimensionnement d'un système de stockage électrochimique intégré à un cycle combiné

4.1. Prédimensionnement de la partie stockage

La description des services et la détermination de bénéfices, à l'aide d'indicateurs de performance ou de valeur financière, ont fourni des outils afin d'automatiser le modèle d'affaire proposé au client. Dans la continuité de cette démarche, il est nécessaire de proposer une

solution technique permettant de parfaire l'offre. L'exemple utilisé dans la suite du document sera une offre d'hybridation de notre centrale proposant les services d'amélioration de la réponse primaire (QE5) et du black start (QE7) comme services prioritaires et les services d'amélioration de la stabilité angulaire transitoire (QE1) et d'augmentation de la capacité maximale de courte durée (DI3) comme services complémentaires.

4.1.1 Cahier des charges du système

Le prédimensionnement de la partie stockage du BESS doit être réalisé en premier pour déterminer les principales caractéristiques du système (puissance, énergie, encombrement et prix). Pour ce faire, nous devons avoir un cahier des charges avec les différents profils, la fréquence d'utilisation ou même la durée de vie voulue, et faire certaines hypothèses sur le contrôle envisagé. L'objectif de cette partie sera de proposer plusieurs technologies de cellules, dont les caractéristiques et le prix sont disponibles sur internet, afin d'orienter le choix vers la meilleure solution.

On peut supposer que la fréquence d'utilisation de nos services prioritaires est faible. Ces services sont utilisés en cas de défaut critique sur le réseau. Le service QE7 qui concerne le black start est fourni uniquement en cas de panne généralisée au niveau national, ce qui est rare. Pour le service QE5, en plus d'une régulation activée uniquement 60% de l'année et d'une centrale connectée uniquement 50% du temps en moyenne en Europe, la gestion présentée section 2.3.1 permet de réduire son utilisation au maximum à une fois par semaine. Cette fréquence d'utilisation faible implique qu'un temps de recharge entre deux utilisations est tout à fait concevable et que le pire cas, d'un point de vue dimensionnement, est la simultanéité des deux services. On devrait alors cumuler le profil en décharge figure 2.16.a et le profil 2.16.b. Comme certains GRT imposent une réserve d'énergie permettant trois essais de démarrage, le profil 2.16b est ajouté deux fois de plus. Le service complémentaire de stabilité angulaire transitoire (figure 2.16.c) n'a aucune incidence d'un point de vue dimensionnement car il est réalisé en même temps que le service QE5 à l'aide d'un statisme en fréquence. Finalement, pour le service DI3, on propose alors de ne pas prévoir de surdimensionnement à cause de la faible occurrence des services prioritaires.

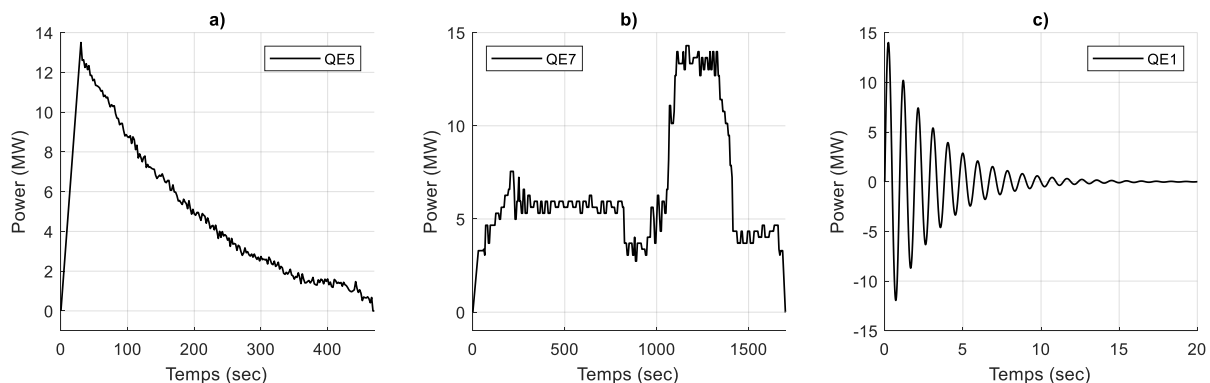


Figure 2.16 : a) Profil du stockage lors d'une réponse fréquentielle hybride suite à une chute de 200mHz de fréquence, b) Profil de black start typique incluant les charges auxiliaires, c) Profil lors d'une stabilité angulaire transitoire

Au vu des profils, la puissance du système de stockage est de l'ordre de 15 MVA. Le PdC choisi est alors au niveau du bus MT afin de faciliter la connexion pour le black start et d'éviter une complication de connexion avec l'IPB. On considère un rendement global de l'installation au PdC de 90% en appliquant des pertes constantes.

4.1.2 Comparaison des technologies

La comparaison des différentes technologies de cellules li-ion est réalisée à l'aide du tableau 2.6. Il faut faire attention car les prix utilisés sont des prix unitaires, lors de la construction

d'un BESS, le prix est forcément moindre compte tenu du grand volume de cellules achetées. Pour ce calcul, nous avons comme paramètre de puissance maximale 15 MW (maximum de puissance sur les profils) et comme paramètre d'énergie du stockage de 11 MWh. L'énergie est obtenue en additionnant celle nécessaire pour trois profils black start d'environ 3.2 MWh chacun, celle d'un profil de réponse primaire lors d'une chute de fréquence, d'environ 0.6 MWh, et celle d'un profil de réponse primaire lors d'une hausse de fréquence, d'environ 0.6 MWh. Etant donné que les profils (figure 2.16) sont donnés aux bornes de la batterie, les pertes ne sont plus à intégrer. Dans notre cas, le vieillissement n'est pas pris en compte car chacune des batteries devrait être capable, d'après les données fournisseurs et la fréquence d'utilisation faible, de réaliser le service pendant dix ans. Elles sont maintenues dans des conditions convenables à savoir 25°C et un SoC d'environ 90%. Le dimensionnement consiste à trouver le nombre d'armoires de batterie à mettre en parallèle pour avoir, soit la réserve d'énergie nécessaire, soit la puissance nécessaire en charge comme en décharge. Il est intéressant de remarquer que pour ce système BESS hybridé, il est primordial de vérifier lors d'une recharge « forcée » suite à une hausse de fréquence que la batterie peut absorber cette puissance. Il en découle que le C-rate limitant est le plus faible, donc, celui en recharge.

Tableau 2.6 : Comparaison de différentes technologies de batterie li-ion pour notre cas d'étude

	Technologie Fournisseur	LFP Hunan CTS		LTO Kokpower		NMC Hunan CTS	
Cellule	Capacité	38.00	A.h	40.00	A.h	40.00	A.h
	Tension nominale	3.20	V	2.30	V	3.60	V
	Plage de tension	3.65 / 2.5	V	2.8 / 1.5	V	4.2 / 3.75	V
	Energie	121.60	W.h	92.00	W.h	144.00	W.h
Armoire (~1000 V _{nom})	Cellule en série / en parallèle	312 / 2		435 / 2		278 / 2	
	Energie	75.88	kW.h	80.04	kW.h	80.64	kW.h
	Puissance (dé/recharge)	228 / 76	kW	800 / 400	kW	403 / 242	kW
	C-rate dé/recharge	3/1		10/5		5/3	
Prix		280,00	€/kWh	293,00	€/kWh	277,00	€/kWh
Ensemble	Puissance	15.02	MW	55.23	MW	33.14	MW
	Energie	15.02	MWh	11.05	MWh	11.05	MWh
	Nombre d'armoire	198	Armoires	138	Armoires	137	Armoires
	Prix	4.2	M€	3.2	M€	3.1	M€

Parmi les trois choix de batteries, la technologie avec un C-rate en charge de 1 (LFP dans ce cas) est habituellement utilisée pour des applications « énergie ». Cette caractéristique recherchée pour les véhicules électriques, est défavorable dans notre cas. Les deux autres cellules, avec des C-rate plus élevés, LTO et NMC, peuvent fournir facilement la puissance nécessaire pour les services. La puissance est bien entendu limitée par les convertisseurs. D'un point de vue encombrement, les armoires de batteries, variables selon les fournisseurs, sont de l'ordre de 60 x 40 x 200 cm (L x l x H) et occupent environ 40m² à répartir dans différents conteneurs. Différents agencements existent et permettent un accès rapide et facile aux cellules. Par exemple, on peut créer dans un conteneur de 9 x 3 x 3 m un couloir central d'un mètre avec les armoires de part et d'autre, comme montré sur la figure 2.17, ou inversement, aucun couloir mais un accès aux cellules à l'extérieur du conteneur à l'aide de portes latérales. La climatisation est généralement placée, soit au-dessus du conteneur, soit fixée sur les parois des portes. Dans notre exemple, il est proposé de répartir les armoires de batteries dans trois conteneurs de 12 x 3 x 2.5 m.

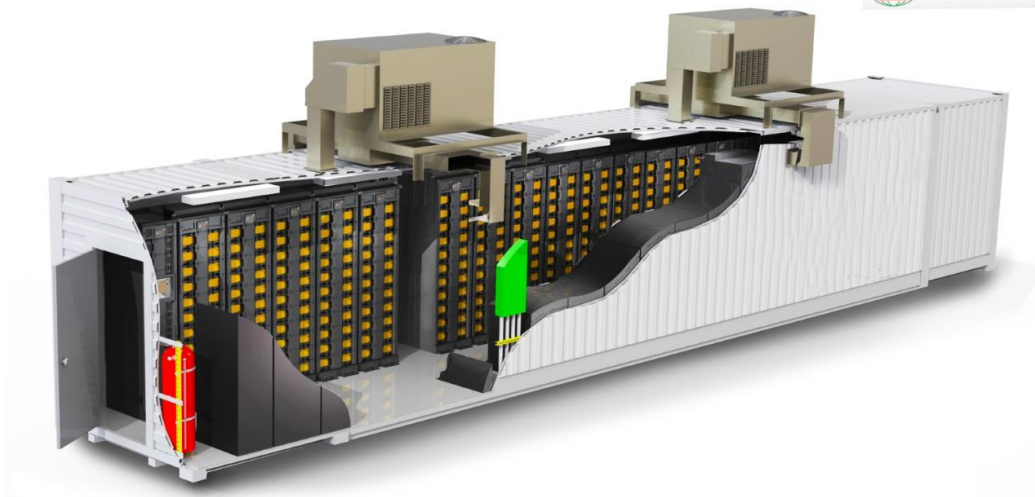


Figure 2.17 : Vue en perspective d'un conteneur de batteries lithium de Liyuan. Source : (Liyuan, s. d.)

4.2. Prédimensionnement du système

4.2.1 La conversion AC-DC

Le deuxième sous-système à prédimensionner est le convertisseur de puissance. Dans ce document, le choix s'est porté sur un variateur de fréquence basse tension produit par GE Power Conversion et nommé MV3000. Ce module, dont les caractéristiques sont disponibles dans la documentation (GEPC, 2016), est un onduleur bidirectionnel deux niveaux à IGBT et basé sur une structure de type Active Front End (AFE). Le principe d'une structure AFE est d'ajouter des inductances de découplage et des filtres anti-harmoniques afin de réduire la pollution, mais aussi d'imposer le courant de sortie en régulant la tension aux bornes de ces éléments ajoutés. La puissance apparente maximale d'un tel convertisseur est de 2500 kVA et est atteinte à l'aide de quatre modules de puissance en parallèle. La plage de tension du bus DC est de 800 à 1100 V_{DC} avec un courant efficace maximum de 3100 A et une tension alternative limitée à 690 V_{RMS} . Avec ce niveau de puissance, le système de refroidissement est forcément à eau et permet d'évacuer jusqu'à 40 kW de perte. Il est impossible d'atteindre ce point de fonctionnement maximal dans toutes les conditions de fonctionnement, la température ambiante, la consommation auxiliaire, la fréquence de commutation et le système de refroidissement étant les principaux facteurs limitants. L'encombrement d'un convertisseur de cette puissance est de 600 x 80 x 250 cm (L x l x H) pour un poids d'environ 7 tonnes. Notre application de 15 MVA devra utiliser six convertisseurs de 2.5 MVA comme décrits précédemment et connectés à l'aide de transformateurs dodécaphasés. Pour la simplicité de la mise en œuvre, des transformateurs secs extérieurs sont choisis de 5 / 2.5 / 2.5 MVA de tension 6600 / 600 / 600 V qui ont l'avantage d'avoir un coût abordable et nécessitant peu de maintenance.

4.2.2 Mise en conteneur et intégration physique

Un point critique, souvent rencontré lors de l'intégration sur des centrales existantes, est l'encombrement du système BESS. Malgré un encombrement faible à l'aide de la technologie Li-ion, la CCGT, très compacte, ne se prête pas aisément à l'intégration d'autant d'éléments. La figure 2.18 propose une solution en implantant le système de stockage connecté dans l'E-room (espace dédié aux équipements électriques MT et BT). La connexion présentée est l'option n°2 avec un PdC au niveau du bus MT à l'aide de transformateurs (hachure verte), de convertisseurs (carré vert) et des cellules électrochimiques (pointillé vert). La proposition est un agrandissement de l'E-room pour avoir une connexion proche de l'installation MT. Sur la

configuration standard single shaft proposée dans la figure 2.18, une connexion au niveau de l'IPB (option n°1) est impossible à cause des zones de maintenance. Dans ce cas, il faudrait repenser le système dès sa conception pour rajouter une niche avec un transformateur afin de connecter le BESS. Une délocalisation du stockage à une centaine de mètres est théoriquement réalisable, mais implique une protection difficile et beaucoup de pertes dans les câbles. La vue en plan (figure 2.18) présente une configuration où les turbines et l'alternateur sont connectés sur le même axe. Pour une configuration avec plusieurs alternateurs, les difficultés d'interconnexions ne sont pas moindres, toujours à cause de l'encombrement au niveau de la connexion.

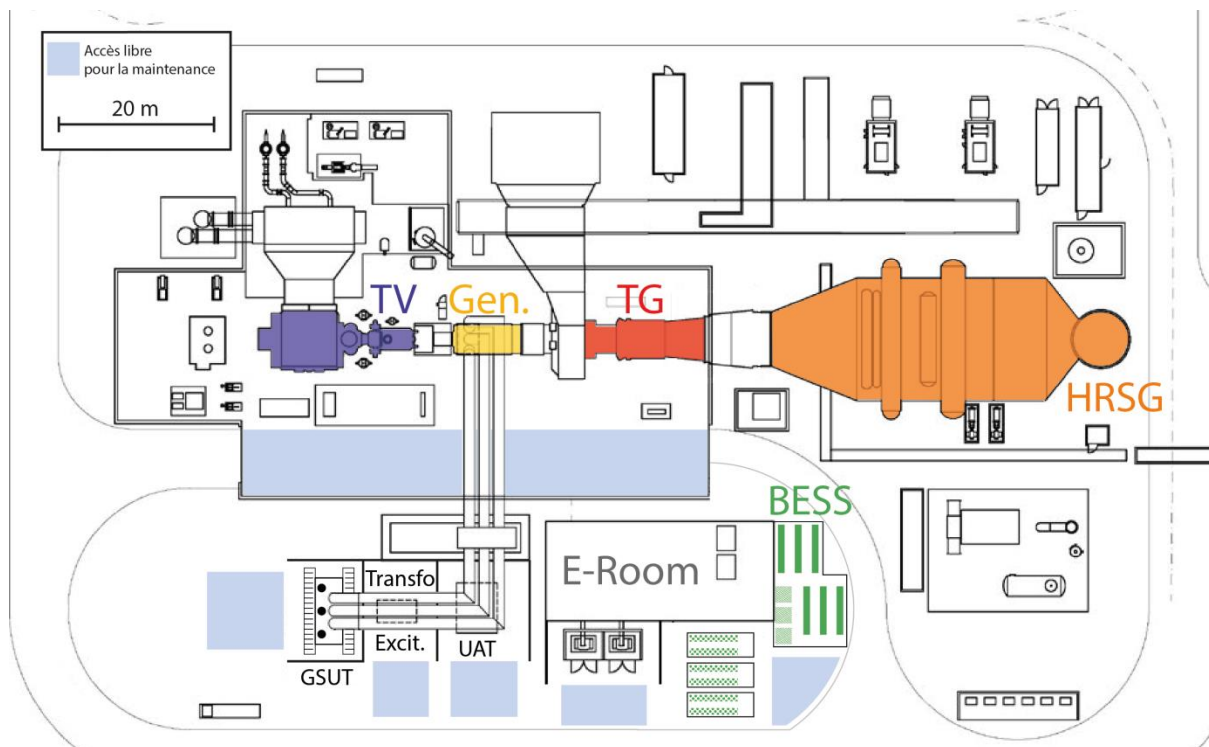


Figure 2.18 : Vue en plan d'une centrale single-shaft avec une proposition d'intégration du système BESS

4.2.3 L'intégration software

Comme expliqué dans le premier chapitre, les contrôleurs de la TG et de la TV ont la particularité d'être interconnectés par l'UDH. Sur ce réseau, toutes les informations d'un contrôleur peuvent être utilisées dans un autre contrôleur. Comme nous pouvons le voir sur la figure 2.19, les contrôleurs sont connectés au réseau UDH existant, et utilisent des routeurs pour être configurés ou exploités via l'IHM. Pour réaliser l'hybridation de la centrale, les équipements suivants seront ajoutés :

- Un contrôleur hybride permettant de répartir les consignes à la centrale hybride. Son rôle est d'adapter le point de consigne BESS en fonction des différentes fonctionnalités, de la priorité des services et de la demande de l'opérateur. Ce contrôleur est installé dans la salle de contrôle à côté des contrôleurs TG, TV, HSRG, etc. Le choix de ne pas modifier le point de consigne TG a été fait, essentiellement, à cause de la petite taille du stockage comparé à l'alternateur. La modification de la consigne TG augmenterait les cas où la batterie, en plus d'accomplir ses missions attendues, devrait compenser l'effort de la turbine. Notre stockage étant restreint, nous avons voulu limiter ces cas en gardant une dynamique proche de l'existante.
- Un unique contrôleur BESS pour gérer le stockage, l'onduleur et les alarmes. Ce contrôleur BESS est le seul point de commande et d'information sur le système de

stockage. Cela signifie que nous n'avons qu'un seul interlocuteur, quel que soit le nombre de batteries ou de convertisseurs et que l'information pour les commander va nécessairement transiter par lui. Ce contrôleur est installé dans les conteneurs des convertisseurs.

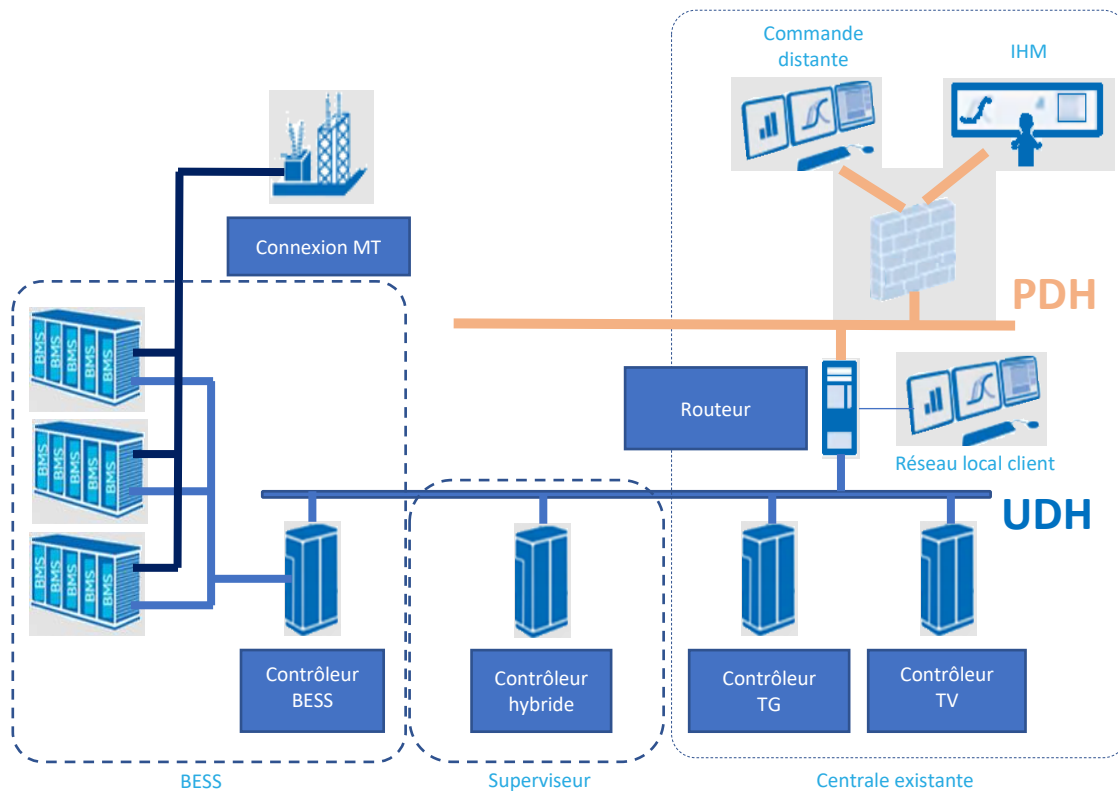


Figure 2.19 : Topologie du réseau d'un contrôleur hybride.

4.3. Analyse « load flow » de l'intégration

4.3.1 Logiciel load flow et scénarios de simulation

Une dernière étape de prédimensionnement à vérifier est l'intégration électrique dans la centrale. En effet, l'ajout d'une source de puissance sur l'un des bus ne doit pas perturber le fonctionnement naturel de la centrale en créant par exemple des problèmes de congestions ou la destruction d'autres systèmes. Des bilans de puissance, appelés load flow ou power flow, sont habituellement réalisés lors de la conception et de l'analyse de systèmes électriques. Le calcul load flow consiste à calculer les flux de puissance et les caractéristiques électriques nominales à certains points de fonctionnement statiques à l'aide de modèles monophasés équivalents. La formulation du problème est basée sur 4 paramètres (la puissance active P , la puissance réactive Q , le niveau de tension V et le déphasage de la tension δ) et les impédances entre chaque nœud du réseau. Pour simplifier les calculs, une conversion en unité réduite (p.u.) est généralement réalisée. Le système est résolu à l'aide de méthodes itératives comme l'algorithme de Gauss-Seidel ou de Newton-Raphson, deux paramètres étant imposés et les 2 autres calculés à chaque nœud. Le couple de paramètres V - δ est imposé pour le bus de référence, généralement le réseau. Tandis que le couple P - Q est utilisé pour les charges (essentiellement auxiliaires dans notre cas) et le couple P - V pour les sources de tension comme les alternateurs ou les BESS. Différents logiciels peuvent être utilisés pour réaliser cette étude comme ETAP, DIgSILENT, PSSE ou même la bibliothèque Matpower sous Matlab. Dans notre cas, nous avons opté pour l'utilisation de l'extension Matpower avec des modèles plus simples permettant de bien appréhender le problème. Il existe de nombreuses références, entre autres

Le modèle étudié est présenté à la figure 2.20 et transformé en unité relative (p.u.) avec comme puissance de base 100 MVA. Les points de fonctionnement étudiés correspondent, bien entendu, au cahier des charges énoncé dans la partie 4.1.1. Dans la suite du document, seules les situations critiques de notre système hybride sont présentées, à savoir, le pic d'absorption de puissance lors d'une régulation de fréquence et le pic de démarrage en black start. Dans la première configuration, les auxiliaires de la centrale fonctionnent sans restriction particulière afin d'avoir une charge auxiliaire conséquente d'environ 8 MW. Un événement de surfréquence sur le réseau peut amener le BESS à se recharger jusqu'à 13.5 MW ce qui peut entraîner une surcharge du tableau MT. La deuxième configuration est un fonctionnement sans connexion au réseau avec des charges auxiliaires réduites, d'environ 4 MVA, auxquelles s'ajoute le CSF de 9 MVA permettant de démarrer la centrale. L'unifilaire, présenté figure 2.20, montre les caractéristiques nominales des équipements et leur répartition. Les contraintes du bus MT, aussi visibles sur l'unifilaire sont un courant permanent de 2 kA, un courant de court-circuit de 31.5 kA et une variation maximale de $\pm 5\%$.

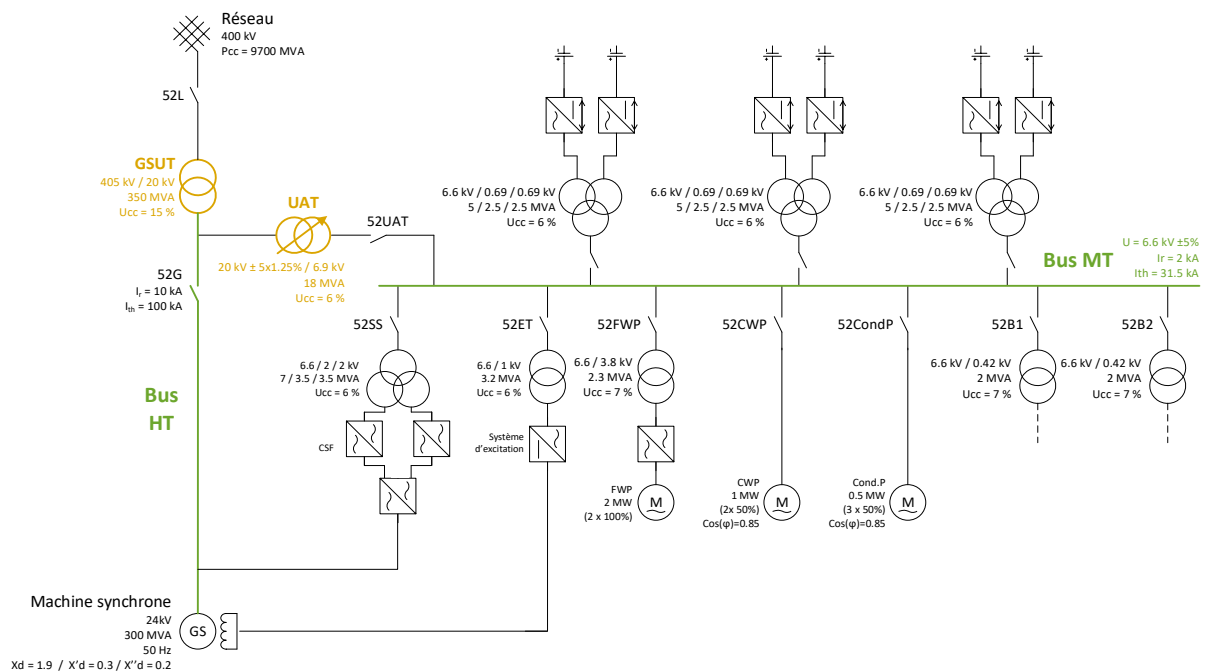


Figure 2.20 : Unifilaire et caractéristiques utilisées pour l'étude load flow et l'étude de court-circuit.

Le premier bilan de puissance, dont les résultats sont disponibles à la figure 2.21, est un point de fonctionnement créant une surcharge de l'UAT. Cette situation doit être évitée en limitant la puissance du stockage ou celle des charges auxiliaires. La surcharge maximale admise d'un transformateur est de 60% pendant une dizaine de minutes. Dans notre cas, la surcharge imposée au transformateur auxiliaire atteint un pic de 130% de la puissance nominale qui ne dure que quelques minutes. La surcharge est aussi visible sur le bus MT avec un courant permanent légèrement inférieur à 2 kA qui peut entraîner une dégradation matérielle et un déclenchement des protections du tableau.

D'un point de vue de la tension, à la fois l'utilisation de régleur en charge sur l'UAT mais aussi le soutien du système BESS permettent de maintenir une tension de bus proche de sa valeur nominale. Il est à noter que le point de fonctionnement reste particulier avec une tension en sortie de l'alternateur à 0.95 p.u. Sans l'apport de réactif du stockage (3.45 MVar), la tension de bus qui chuterait à 0.66 p.u. et ne permettrait pas l'exploitation du tableau auxiliaire. Le service QE4 de soutien en tension local est nécessaire et obligatoire pour tout système hybride, entre autres, pour compenser la chute de tension additionnelle provoquée par son intégration.

Dans cet exemple, nous avons choisi d'intégrer le CSF de démarrage au niveau du bus MT. Ce choix implique un surdimensionnement de l'UAT afin de pouvoir alimenter à la fois les charges de 9.5 MVA mais aussi le CSF de 9 MVA. Sans ce surdimensionnement, l'intégration du BESS ne serait pas aussi facile car le tableau MT serait en permanence en surcharge. D'autres solutions seraient d'envisager une connexion sur le tableau (HT) ou de répartir le système sur les différents tableaux auxiliaires (si cela est possible). L'intégration électrique à l'intérieur de la centrale reste difficile pour un système BESS de l'ordre de 5% de la puissance de la turbine à gaz.

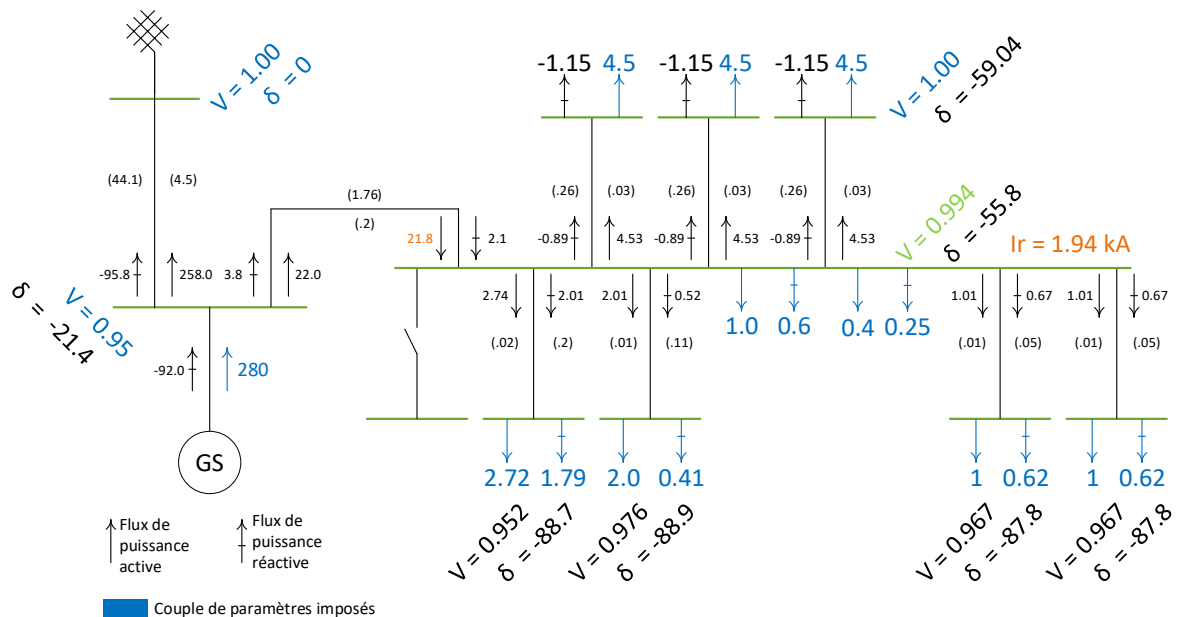


Figure 2.21 : Résultats de l'étude load flow lors d'une trop forte consommation auxiliaire

Notre deuxième cas se présente lors d'un black start sans soutien du réseau. La seule alimentation possible pour démarrer la centrale est le système de stockage, toujours connecté en MT. Cette connexion proche du CSF de démarrage va permettre une meilleure fiabilité de la solution avec moins de pertes en puissance réactive qu'une connexion en HT. Les résultats présentés valident ce dimensionnement avec un courant permanent de 1.3 kA et une tension de 1 p.u. au niveau du tableau MT. Il est à noter que la régulation de tension des convertisseurs doit être fixée à 1.04 p.u. pour maintenir le bon fonctionnement du système. Inversement, une forte chute de tension est visible au niveau du CSF ce qui peut s'expliquer par le sous-dimensionnement de son transformateur. En effet, ce service est occasionnel ce qui permet d'utiliser un transformateur sous-dimensionné et ainsi de réduire les coûts d'investissements.

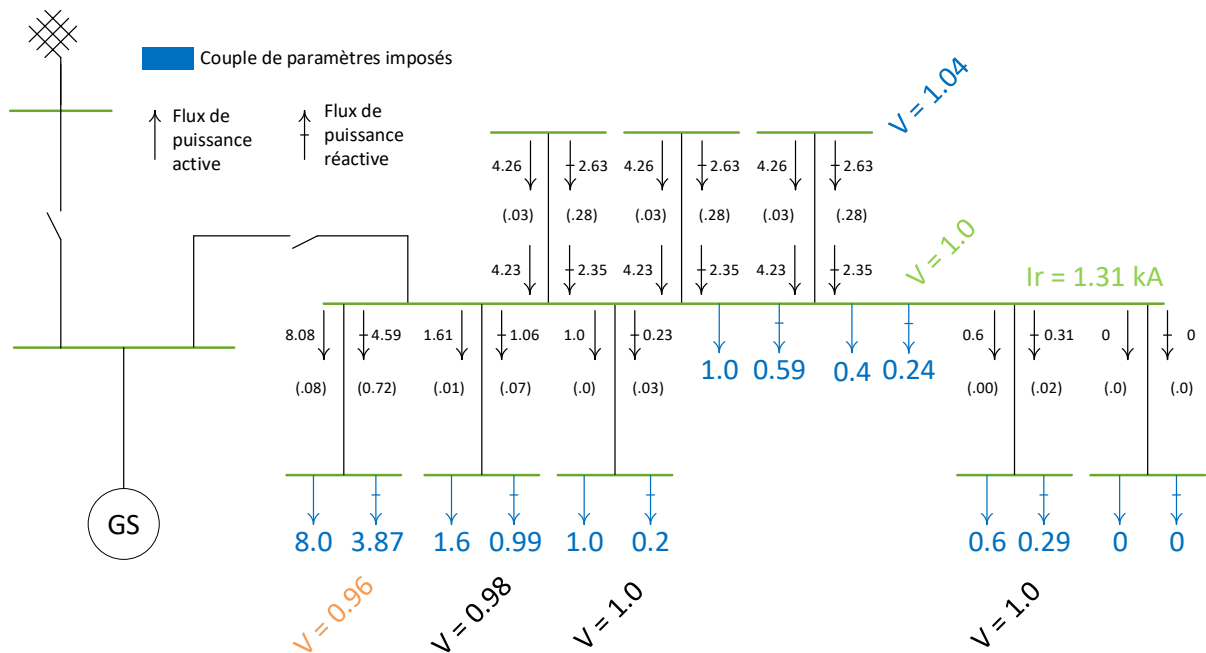


Figure 2.22 : Résultats de l'étude load flow lors d'un black start

4.3.3 Courant de court-circuit

Le calcul des courts-circuits triphasés, expliqué dans la référence (B.Metz-Noblat *et al.*, 2005), utilise des modélisations monophasées équivalentes identiques aux études load-flow. Les calculs de courant de court-circuit sont réalisés à tous les points du réseau et dans toutes les configurations pour spécifier correctement le matériel. La finalité de cette démarche est la configuration des protections pour isoler uniquement la zone en défaut. Cette démarche de coordination des protections est appelée étude de sélectivité et est expliquée par exemple dans (J.P.Nereau, 2001). Elle peut être totale ou partielle et utilise des techniques ampèremétrique, chronométrique ou logique.

Comme l'indique le schéma 2.20, le tableau MT accepte un courant de court-circuit de 31.5 kA. Un court-circuit se produisant au niveau de ce bus est alimenté par le réseau électrique (d'une puissance de court-circuit de 9700 MVA), par l'alternateur et aussi par les moteurs directement connectés au bus MT. Le calcul des impédances équivalentes du réseau, de l'alternateur et des transformateurs fournit une valeur de 0.17Ω , ce qui génère un courant de 22.1 kA. Il est important d'ajouter le courant débité par les moteurs asynchrones de la centrale qui est égal à 6.5 fois leur courant nominal et donc d'environ 4.9 kA. On peut en conclure que l'utilisation du stockage pour fournir un courant de court-circuit supplémentaire, qui sera de l'ordre de 2 kA, n'est pas nécessaire et ne permettra pas de protéger les équipements. Aucune modification de la sélectivité des protections n'est nécessaire lorsque la centrale est connectée au réseau électrique.

Dans le cas où l'on réalise une fonctionnalité avec une déconnexion de la centrale au réseau, et uniquement dans ce cas, l'utilisation de la batterie pour fournir un courant de court-circuit est valable. Les systèmes pouvant déclencher les protections avec un courant total d'environ 7kA sont le BESS et les moteurs asynchrones. Les principaux systèmes à protéger sont connectés sur la BT et la MT. La première observation est que le seuil de déclenchement a été divisé par un facteur 4 et donc que tous les seuils de protections doivent être modifiés. Contrairement aux groupes électrogènes habituellement utilisés, le convertisseur ne peut pas fournir transitoirement un pic de courant largement supérieur au courant nominal. La qualité de la protection des équipements est donc diminuée et ce malgré une modification du seuil de déclenchement. Par mesure de précaution, l'ajout d'une sélectivité logique peut être envisagée.

afin de mieux protéger les équipements, particulièrement ceux de la BT. La deuxième observation concerne le courant de court-circuit fourni par les moteurs. La configuration black start laisse envisager l'arrêt de certaines pompes qui, dans cette situation, ne peuvent pas fournir de courant de court-circuit. Un équilibre entre une réduction de la consommation pour le dimensionnement du stockage et une protection convenable doit être trouvé.

5. Conclusion

L'intégration d'un système de stockage électrochimique dans un cycle combiné apporte des nouvelles fonctionnalités. Ces services, énoncés à l'aide du tableau 2.1, sont séparés en deux catégories, l'amélioration des services réseaux et l'amélioration de la conception de la centrale. Le choix du ou des services réalisés par le système hybride a un impact sur la connexion du système de stockage. Les deux principales connexions proposées, appelées option n°1 et option n°2, sont raccordées, respectivement, au bus HT ou au bus MT. Ce type de connexion à l'intérieur de la centrale permet de réduire le coût du système, en utilisant le raccordement existant avec le réseau, et d'augmenter la fiabilité de certains services. Les principaux désavantages restent une puissance installée limitée par les équipements existants et un encombrement conséquent dans une centrale compacte. D'autres topologies nouvelles permettant de réduire le nombre d'équipements de la centrale ont aussi été proposées mais restent aujourd'hui mal perçues par les constructeurs. Afin de développer le concept de centrale hybride, une description de chaque service ou même sous-service a été proposée en envisageant à chaque fois les possibles connexions, un prédimensionnement du stockage et la valorisation de celui-ci.

Les services rémunérés par les GRT suscitant le plus d'intérêt chez les clients sont la régulation fréquentielle, l'inertie synthétique, le black start ou le fast start. En effet, les problèmes de stabilité angulaire ou en tension sont rares et donc la rémunération faible. A contrario avec la pénétration des énergies renouvelables, la flexibilité des machines en puissance active est un marché prometteur. Les idées d'augmenter sa capacité en réponse primaire, de compenser le manque d'inertie du réseau et de pouvoir redémarrer notre centrale à l'aide d'un seul et même système sont intéressantes. L'introduction du stockage permet aussi d'améliorer l'exploitation de la centrale, par exemple, en augmentant la capacité maximale à court terme de la puissance. Certains clients semblent aussi intéressés par de larges capacités de stockage, ce qui de mon point de vue, dénature l'intégration en ne la différenciant plus d'un BESS standalone. Dans cette situation, l'opérateur de la centrale s'impose une diversification de son travail avec un système dont la maintenance n'est plus négligeable. On rappelle la volonté, exprimée à la fin du chapitre 1, d'intégrer un stockage électrochimique à faible coût afin de faciliter d'intégration de la solution mais aussi l'investissement.

Dans la deuxième partie de ce chapitre, l'évaluation des bénéfices techniques de certains services à l'aide d'indicateurs de performance a été présentée. Les fonctionnalités concernent les services de stabilité angulaire, de stabilité en tension et de qualité du réseau électrique. Les premiers indicateurs de performance, à savoir le Critical Clearing Time et la stabilisation de la puissance active à 99% de sa valeur finale, ont été calculés à l'aide d'une simulation SMIB. Cette modélisation d'un réseau monophasé a été complétée à l'aide de modèles IEEE de l'alternateur synchrone et de l'AVR, et d'un modèle moyen d-q pour le BESS. Le bénéfice sur ces critères de performance reste faible avec une amélioration de 2.6% du CCT et une amélioration de 220 ms de la stabilisation pour 15 MVA de BESS. Le principal avantage de ce service est qu'il est intrinsèque au BESS et qu'aucune modification n'est nécessaire pour le réaliser. Le système hybride voit donc ses capacités améliorées dès lors que l'on intègre le stockage et, avec une régulation de type statisme relativement simple, le système n'est pas rendu instable. Dans les cas critiques de désynchronisation, les opérateurs, qui sont les seuls

à pouvoir évaluer l'importance de ces critères sur leur centrale, devraient apprécier la marge même faible de 2.6% qui permet à la machine de rester connectée. Un deuxième modèle a été créé sous Simpower afin d'évaluer la pollution harmonique du BESS lors de son utilisation. Le cas le plus contraignant a été étudié dans ce manuscrit, à savoir, un black start avec aucune connexion au réseau et donc sans puissance de court-circuit. Lors de ce service, l'utilisation d'un filtre LCL en sortie du convertisseur BESS est obligatoire pour supprimer les harmoniques autour de la fréquence de découpage. Ce filtre a pour deuxième objectif de simplifier la régulation du convertisseur à l'aide d'une boucle qui contrôle la tension aux bornes des capacités. Des critères de performances sévères sur le THD_i et THD_v , qui s'appliquent dans le cas d'une connexion au réseau, ont été utilisés. Ils sont uniquement validés lorsqu'une topologie dodécaphasée sur la principale source de pollution et un filtre anti-harmonique sont mis en œuvre. On arrive alors à des taux THD_v de 6% et THD_i de 9% qui sont tout à fait convenables. L'implémentation de ces filtres permet aussi d'augmenter le facteur de puissance du réseau et donc de réduire les pertes. Comme expliqué par (G.M.A.Delille, 2011), l'utilisation du système BESS de façon mono-tâche ne peut que le desservir. La rentabilité de ce système étant déjà faible, il est nécessaire de prévoir un fonctionnement multi-services. La méthodologie de mutualisation des services décrite dans cette source a été appliquée et adaptée à notre système. La création d'une matrice de comparaison des services a permis de valoriser certains couples de fonctionnalité et, au contraire, a souligné la difficulté d'en combiner d'autres. Cette matrice, utile lors de la définition du cahier des charges du système, a été construite à l'aide de l'expérience de GE mais aussi de critères implicites de prédimensionnement et de législation des réseaux. Elle doit être utilisée en amont des études financières afin d'orienter le client vers des solutions cohérentes.

La dernière partie de ce chapitre a été consacrée au cas d'étude de notre centrale. La volonté est de fournir quatre types de services différents, à savoir, les services d'amélioration de la réponse primaire (QE5) et du black start (QE7) comme services prioritaires, et les services d'amélioration de la stabilité angulaire transitoire (QE1) et d'augmentation de la capacité maximale de courte durée (DI3) comme services complémentaires. Le prédimensionnement de la partie stockage du système a écarté le type de cellule LFP proposée, l'utilisation de cette cellule étant généralement réservée à des applications d'énergie et non de puissance. Les deux autres technologies suggérées sont similaires d'un point de vue performances et encombrement mais la préférence se porte sur les cellules NMC moins onéreuses. Ensuite le choix s'est porté sur six convertisseurs basse tension de 2.5 MVA et acceptant un maximum de 1100 V_{DC}. La tension maximum des batteries fixant la gamme BT, la puissance a été choisie afin d'avoir le moins d'équipements possible tout en respectant les limitations maximales de courant du jeu de barres et du transformateur. Pour le transformateur, la technologie sèche et dodécaphasée a été choisie pour sa facilité de mise en œuvre et sa réduction de la pollution harmonique. A l'aide de ces informations, une étude sur l'intégration matérielle et logicielle a été proposée. On remarque que l'intégration physique de ce système n'est pas aisée avec beaucoup de zones réservées par la maintenance et d'autres déjà occupées par les équipements de la centrale. Avec une connexion sur la MT, les convertisseurs et transformateurs ont été directement intégrés proche des tableaux en agrandissant l'actuel espace dédié. Les cellules, ne pouvant pas être intégrées à cet espace, ont été positionnées au plus proche afin de réduire les connexions DC. Pour la partie logicielle, l'intégration prévoit deux nouveaux contrôleurs, un bas niveau faisant la liaison entre le stockage et la centrale, et un autre supervisant le système hybride en coordonnant à la fois la centrale et le BESS. Il a été choisi de restreindre au maximum les modifications de consigne de la turbine à gaz car la faible puissance du stockage ne permet pas de constamment garder la même dynamique lors d'un changement de consigne.

Une dernière vérification de prédimensionnement consistait à montrer que l'intégration électrique du stockage dans la centrale ne perturbait pas son fonctionnement. Des bilans de

puissance et des calculs de court-circuit ont été menés et ont montré que les équipements proposés peuvent accepter le fonctionnement continu ou des surcharges dans les cas exceptionnels. La configuration proposée est favorable à cette intégration en MT, mais ce n'est pas le cas dans toutes les centrales et d'autres solutions doivent être trouvées comme la répartition du système de stockage sur différents tableaux. Les études de court-circuit ont montré la nécessité d'améliorer la détection de défaut uniquement lorsque le bus auxiliaire est déconnecté du bus HT et à l'aide de sélectivité logique. Ces études load flow et de court-circuit sont à réaliser pour chaque intégration et permettent le prédimensionnement des équipements comme le bus MT ou le transformateur UAT. Ce sont des étapes inévitables qui permettent de valider la connexion, le dimensionnement du stockage et la protection des systèmes auxiliaires. Ces études nécessitent d'avoir seulement un schéma unifilaire avec les caractéristiques et les consommations envisagées des équipements.

Ces vérifications sur l'intégration du stockage sont nécessaires dans les premières phases du projet mais ne suffisent pas lors de la mise en œuvre du système. Par la suite, des outils sont proposés pour les études détaillées. Le chapitre 3 a pour but de créer un modèle électrochimique de la cellule, facilement configurable, afin de spécifier plus précisément le stockage. Enfin le chapitre 4 propose de détailler le contrôle du système hybride, c'est-à-dire, le contrôleur du système de stockage coordonnant le convertisseur et la batterie, et le contrôleur supervisant le système hybride.

Chapitre 3 :

Modélisation électrochimique d'une cellule lithium-ion pour le dimensionnement d'un stockage intégré à un cycle combiné

1. Introduction

L'un des outils indispensables lors de la mise en œuvre d'un BESS est sa modélisation et plus particulièrement celle de la partie stockage. Ce modèle va permettre de définir la configuration, le nombre de cellules et, bien évidemment, son comportement lors de l'utilisation. Il va intervenir dans la phase de dimensionnement détaillé et permettre de valider les hypothèses et conjectures faites dans les phases précédentes du projet. L'intention de cette partie est de décrire, d'une part, la dynamique d'insertion et de désinsertion des ions lithium dans la matière active de l'électrode et, d'autre part, de déterminer la variation de tension résultant de ce transport de matière. Autrement dit, il s'agit de déterminer l'énergie utile du stockage et de décrire certaines conditions d'exploitations affectant l'ensemble du système. Différentes approches sont possibles afin de modéliser une cellule lithium-ion, elles sont présentées dans la première partie de ce chapitre. La plus connue et courante est l'utilisation d'un modèle électrique équivalent de Randles.

Une modélisation « systèmes » de la batterie est voulue dans cette thèse, c'est-à-dire implantable dans des logiciels standards du génie électrique (Saber, Matlab/Simulink, etc) à des fins d'analyse, d'identification, de dimensionnement et de diagnostic en ligne. Le modèle a pour finalité d'être implanté dans le simulateur temps-réel de CCGT de GE Power. Ce simulateur a pour objectif de créer, modifier et optimiser le contrôle de la centrale hybride de la même façon que celui d'un cycle combiné. Une deuxième contrainte est une simplicité de configuration du stockage afin que le modèle devienne accessible à tout modélisateur. La configuration du modèle repose sur l'exploitation de courbes de caractérisation fournies par les constructeurs, à savoir, des courbes de décharge à courant constant et les principales caractéristiques nominales et maximales des cellules électrochimiques (tension, courant, C-rate, capacité, etc). Aucun test sur un banc d'essai ne doit être nécessaire. Ce critère restreint généralement la sélection du modèle vers des modèles de Randles, ou autrement nommés « circuit électrique équivalent ». Leur précision, qui dépend de la complexité du modèle, est alors réduite afin d'avoir une configuration plus simple. Cependant, ce type de modèle ne décrit pas les phénomènes locaux ce qui peut être préjudiciable lors de la conception d'un système de stockage. Dans cette thèse, il a été choisi de créer un modèle d'ordre réduit sur la base des modèles mathématiques, ou autrement nommés « électrochimiques ». Ils sont généralement basés sur les études de Newman ((M.Doyle *et al.*, 1993) et (T.F.Fuller *et al.*, 1994)) et de Smith et Wang ((K.Smith & C.Y.Wang, 2006a),(K.Smith & C.Y.Wang, 2006b)) et permettent de décrire certains phénomènes locaux comme la diffusion des ions, le transport de la matière, etc.

Ce modèle, ci-après détaillé, est utilisé dans le dernier chapitre lors du dimensionnement du stockage (4.2) et lors de la mise en place de la stratégie locale du système (4.5). Cependant, comme pour chaque modèle, son utilisation doit être en adéquation avec sa complexité. Dans notre cas, c'est un modèle avec des hypothèses simplificatrices fortes. L'adaptation de ce

modèle, pour une approche systèmes, fait appel à des hypothèses de température permanente de stockage (à 25°C), d'équilibrage régulier ou même de performances strictement identiques des cellules. Ces hypothèses permettent de considérer par la suite que la dynamique du système est équivalente à la dynamique d'une seule cellule. Finalement, il a semblé nécessaire de proposer une évaluation du modèle. Le choix s'est porté vers des comparaisons à l'aide de résultats de tests sur banc d'essai et non à l'aide de simulations sur d'autres modèles.

Ce chapitre s'organise comme suit. La deuxième partie décrit les modèles utilisés aujourd'hui et, en particulier, le modèle mathématique de (K.Smith & C.Y.Wang, 2006a) qui est la base du modèle créé pour cette thèse. Le but est de faire un état des lieux des modèles existants et de leurs difficultés de mise en œuvre. La troisième partie se penche sur la description du modèle et aussi la méthode de configuration. L'étude de la configuration du modèle a permis de l'améliorer en utilisant mieux les données d'entrées. La dernière partie se concentre sur l'évaluation de la précision du modèle. Tout d'abord à l'aide des courbes de décharge puis en appliquant les profils proposés dans le chapitre 2. Plusieurs technologies de batteries lithium-ion ont été utilisées, ce qui permet une meilleure évaluation.

2. Synthèse sur les modèles existants

Différentes approches sont possibles lors de la modélisation d'une cellule lithium-ion. D'un point de vue électrochimique, l'approche la plus connue est celle dite de Newman. Elle modélise les principaux phénomènes physiques locaux régissant le fonctionnement de batteries lithium-ion, à l'aide d'équations aux dérivées partielles permettant de traduire, aussi bien, les mécanismes limitant la performance de la cellule que ceux de génération de puissance. Les principaux inconvénients restent une paramétrisation difficile, relevant en partie de données confidentielles et l'ordre élevé qui rend la modélisation non adaptée à la simulation système. La deuxième approche est une approche d'ingénieur en génie électrique, qui va rechercher à reproduire le comportement de la batterie à l'aide de composants électriques classiques (résistances, capacités ou CPE, impédances de diffusion). Ce choix de modélisation est plus abordable et consiste essentiellement à représenter l'électrochimie par des combinaisons de composants électriques. La dernière approche consiste en la création d'un modèle par apprentissage. Ce sont des « boîtes noires » utilisant des réseaux de neurones ou de la logique floue ((D.Allart, 2008),(A.LI, 2013)). Ces modèles ne seront pas utilisés dans la suite de la thèse car ils ne permettent pas de décrire les phénomènes physiques locaux.

2.1. Comportement dynamique de la batterie

Afin de comprendre les modélisations, il me semble nécessaire de connaître les comportements dynamiques liés aux phénomènes électrochimiques. Cette section peut être complétée par d'autres références comme (A.LI, 2013), (E.R.Iglesias, 2017) et (N.Legrand, 2013).

Les modélisations d'une cellule électrochimique consistent essentiellement à étudier la variation de tension à ses bornes qui dépend de grandeurs comme l'état de charge (SoC), le courant, la température de la cellule ou son état de santé (SoH). Cette variation est liée à deux phénomènes ; la variation de la tension à vide de la cellule (OCV) et les diverses chutes de tension. L'OCV est mesurée à l'aide de la différence de potentiels à l'équilibre des électrodes. Elle dépend essentiellement de la température et très peu du SoH. Les chutes de tension d'une cellule se décomposent en quatre phases suite à une sollicitation en courant, visible sur la figure 3.1. :

- La première phase est attribuable à des chutes ohmiques, électroniques et ioniques.

$$\eta_{\Omega} = r_{\Omega} \cdot I_{cell} \quad (3.1)$$

Avec R_{Ω} , la résistance série de la cellule et I_{cell} , la valeur de la sollicitation en courant.

- La deuxième phase est en relation avec la double couche électrique, zone à l'interface entre l'électrode et l'électrolyte. Il s'y produit un phénomène de séparation des charges due à l'immersion d'un métal chargé électriquement dans une solution. Cette phase est caractérisée par une constante de temps de quelques millisecondes à quelques dizaines de millisecondes, assimilable à un effet capacitif.
- La troisième phase est le transport de charge. Ce processus se réfère à la cinétique électrochimique, décrit généralement à l'aide de l'équation de Butler-Volmer (équation 3.2).

$$j^{Li} = a_s \cdot j_0 \cdot \left(\exp\left(\alpha_0 \cdot \frac{\eta_k}{u_T}\right) - \exp\left(-\alpha_r \cdot \frac{\eta_k}{u_T}\right) \right) \quad (3.2)$$

Avec j^{Li} , le taux volumique de génération électrochimique, a_s , la surface active par unité de volume, j_0 , la densité du courant d'échange, α_0 et α_r , les coefficients de transfert par oxydation et réduction, η_k , la surtension cinétique locale et u_T , l'unité du potentiel thermodynamique. Ce phénomène est de l'ordre de quelques secondes à 1 ou 2 dizaines de secondes et est fonction de la température. Il est lié au transport des ions dans le système électrochimique et donc à la circulation du courant. Il est modélisé par un phénomène résistif provoquant des surtensions de transfert de charge.

- La quatrième phase est liée au transport de matière essentiellement diffusif. Ce phénomène est dû à la différence de concentration des ions et est régi par la loi de Fick (équation 3.3). La constante de temps choisie sera de l'ordre de quelques milliers de secondes.

$$\varphi_s(r) = -D_s \cdot \frac{\partial C_s(r)}{\partial r} \quad (3.3)$$

Avec φ_s , la densité de flux de lithium en phase solide, D_s , le coefficient de diffusion en phase solide et C_s , la concentration de lithium dans le grain de matière active.

- Toutes ces phases sont à nouveau visibles lors de l'arrêt de la sollicitation avec d'autres conditions (courant nul). Le terme générique de relaxation est utilisé afin de revenir dans un état d'équilibre. Le temps de relaxation est de l'ordre de quelques heures, selon la température.

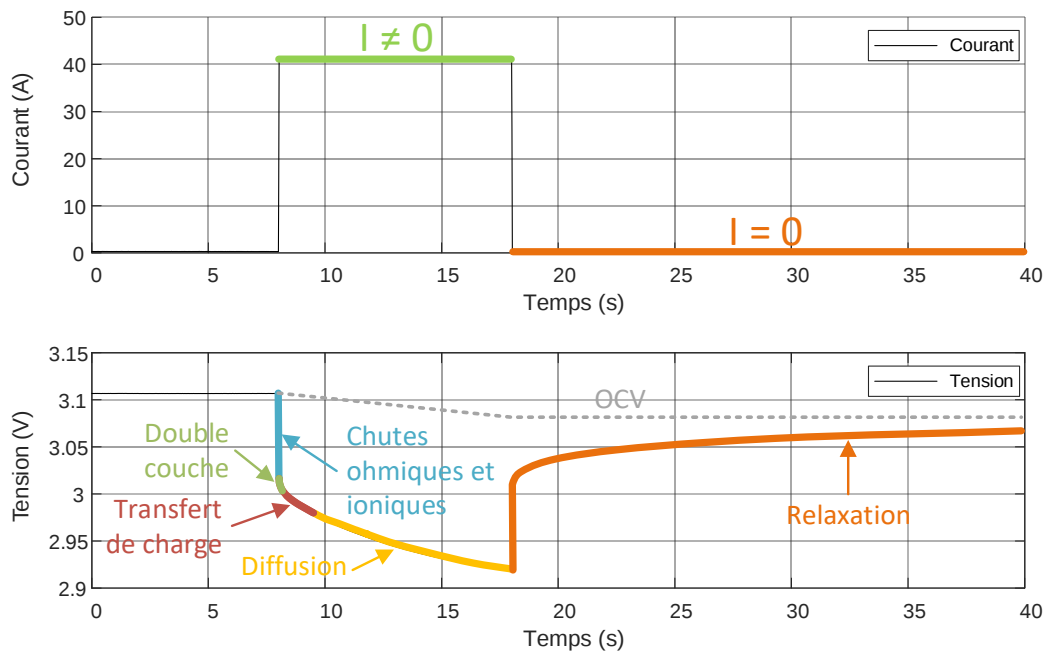


Figure 3.1 : Variation de la tension d'une cellule à la suite d'une sollicitation de courant

2.2. Modèle circuit électrique équivalent

En électrotechnique, les modèles de batteries sont souvent basés sur des circuits électriques équivalents. Ces modèles, appelés ECM (Equivalent Circuit Models), visent à représenter le comportement de la tension de la batterie au moyen de composants électriques. Ils consistent généralement en une association en série d'une source de tension, représentant la tension de circuit ouvert (OCV) de la batterie, d'une résistance interne, reflétant la réponse en tension "haute fréquence" de la batterie, et de quelques réseaux parallèles résistance-condensateur (RC) avec différentes constantes de temps. Ces éléments sont ajoutés afin de modéliser les divers phénomènes internes de la batterie, tels que la cinétique électrochimique, le transport des ions dans l'électrolyte et le transport de masse dans les matériaux actifs des électrodes (J.Meng *et al.*, 2013). Il est intéressant de noter que la tension d'OCV est liée à l'état de charge de la cellule, contrairement aux autres composants qui dépendent, en outre du SoC, de la température et du courant. La signification de "haute fréquence" dépend principalement de l'ordre du modèle, et du pas de temps de résolution. Le modèle du premier ordre, connu sous le nom de modèle de Thevenin, est souvent utilisé pour l'estimation et la prédiction du SoC, comme dans (Y.Wang *et al.*, 2017) et (M.Urbain *et al.*, 2007). Cependant, sa constante de temps unique rend difficile la prise en compte de la surtension, due au transport d'ions, et du régime transitoire de l'OCV, dû au transport de masse (diffusif) dans les particules actives des électrodes. La précision et la signification physique peuvent bien sûr être améliorées en augmentant l'ordre du modèle, comme démontré dans (X.Lin *et al.*, 2014) avec une comparaison entre les modèles du premier, deuxième et troisième ordre. Pour éviter des modèles d'ordre trop élevé, une autre façon de procéder consiste à utiliser des éléments spécifiques, pour une meilleure description du processus de diffusion que celle fournie par le réseau RC. Dans (Y.Wang *et al.*, 2020), un modèle d'ordre fractionnaire est considéré, impliquant des éléments à phase constante au lieu de condensateurs. Dans (M.Urbain *et al.*, 2010), les transports d'ions et de masse sont décrits au moyen de lignes de transmission, ce qui permet une grande précision sur une large gamme de temps (d'une milliseconde à plusieurs centaines de secondes). Cependant, aussi représentatif que puisse être l'ECM de la batterie, ce type de modèles globaux ne peut guère tenir compte des limitations de la batterie dues à

des phénomènes locaux, en particulier la diffusion de masse en phase solide qui restreint les performances énergétiques de la batterie. De plus, comme on peut le voir dans (X.Lin *et al.*, 2014) et (M.Urbain *et al.*, 2010), un ECM précis nécessite une procédure de caractérisation lourde pour l'extraction des paramètres en fonction de la température, du courant et du SOC, ce qui est contraire à notre objectif d'utiliser au maximum les données du fabricant.

2.3. Modèle électrochimique

Le fonctionnement des batteries lithium-ion est régi par les processus physiques clés suivants : diffusion du lithium dans les matrices d'insertion des électrodes, transport des électrons dans les électrodes par migration, transport des ions dans l'électrolyte par diffusion et migration, cinétique électrochimique d'insertion ou de désinsertion du lithium aux interfaces électrode/électrolyte. La dynamique lente de certains de ces phénomènes, en particulier la diffusion du lithium en phase solide, limite les performances des batteries lithium-ion, notamment en termes de régimes à fort courant, comme démontré dans (K.Smith & C.Y.Wang, 2006b). De plus, en raison de la porosité des électrodes d'insertion, ces phénomènes sont fortement couplés, ce qui entraîne des réactions internes inhomogènes au sein de la batterie, et peut donner lieu à des effets locaux indésirables, tels que le dépôt de lithium métal sur la surface de l'électrode négative, près de l'interface électrode/séparateur (N.Legrand *et al.*, 2014). Les modèles électrochimiques ont été développés afin de décrire localement la physique du fonctionnement des cellules lithium-ion et les limitations associées, par le biais d'équations aux dérivées partielles (EDP) couplées impliquant l'espace et le temps. Ainsi, dans les années 1990s, d'importants travaux menés par Newman et son équipe (M.Doyle *et al.*, 1993) (T.F.Fuller *et al.*, 1994), ont conduit à une formulation isotherme et pseudo-2D, connue aujourd'hui sous le nom de modèle de Newman. Initialement dédié aux cellules à électrode négative en lithium métallique (M.Doyle *et al.*, 1993), ce modèle pseudo-2D fut étendu aux cellules à deux électrodes à insertion (T.F.Fuller *et al.*, 1994), et plus récemment amélioré par une prise en compte des effets de la température (K.Smith & C.Y.Wang, 2006a) ou (L.Kai & L.E.White, 2011).

La formulation du modèle proposé par Newmann repose sur quatre variables physiques. Deux d'entre elles décrivent la phase électrolytique et sont donc définies sur les trois domaines d'étude (électrodes et séparateur) : la concentration ionique C_e de l'électrolyte, et le potentiel électrique ϕ_e de la phase électrolytique. Les deux autres variables décrivent la phase solide, et ne sont donc définies que dans les électrodes : la concentration C_s en lithium dans les particules de matière active, et le potentiel électrique ϕ_s de la phase solide. Cette formulation utilise aussi les hypothèses suivantes :

1. La température est constante et uniforme dans la cellule.
2. Le transport de matière et de charge dans l'électrolyte est modélisé par diffusion (loi de Fick) et migration (loi d'Ohm), selon la direction $\vec{x}$. La convection est négligée.
3. Le transport de lithium dans la phase solide est modélisé par diffusion sphérique (loi de Fick). Le rayon des particules de matière active est supposé constant dans chaque électrode, et petit devant l'épaisseur de l'électrode considérée.
4. Le transport des électrons est réalisé par migration (loi d'Ohm) dans la phase solide, selon la direction $\vec{x}$.

On trouvera en référence les articles de (S.Raël & M.Hinaje, 2013) ou de (T. Dao *et al.*, 2012) qui détaillent la formulation du modèle électrochimique 1D de cellule lithium-ion. La synthèse, présentée figure 3.2 et extraite de (A.LI, 2013), illustre parfaitement ce modèle en regroupant les principales équations, notations et hypothèses.

(a) Nomenclature

Nom	Description	Unité	Nom	Description	Unité	Nom	Description	Unité
A	Surface d'électrode	m ²	F	Constante de Faraday	C mol ⁻¹	t ₊	Nombre d'ions transférés dans l'électrolyte	-
a _k	Surface spécifique de l'électrode k (*)	m ² m ⁻³	I	Densité de courant d'entrée	A m ⁻²	t	Temps	s
c _{e,k}	Concentration des ions dans la région k de l'électrolyte	mol m ⁻³	J _k	Flux des ions sur la surface de particule de l'électrode k	mol m ⁻² s ⁻¹	T	Température	K
c _{e,k,max}	Maximale concentration des ions dans l'électrolyte	mol m ⁻³	K _k	Vitesse de la réaction d'intercalation /déintercalation de l'électrode k	mol (mol m ⁻³) ^{-1.5}	U _k	Potentiel à vide de l'électrode k	V
c _{s,k}	Concentration des ions dans la particule de l'électrode k	mol m ⁻³	k _{eff,k}	Conductivité effective des ions dans la région k de l'électrolyte	S m ⁻¹	x	Coordonnée axiale	m
c _{s,k,surf}	Concentration des ions sur la surface de particule de l'électrode k	mol m ⁻³	L	Conductivité électronique effective de l'électrode k	S m ⁻¹	ε _k	Fraction volumique de la région k	-
D _{s,k}	Coefficient de diffusion des ions dans la particule de l'électrode k	m ² s ⁻¹	r	Épaisseur de cathode-séparateur-anode	m	Φ _{e,k}	Potentiel de la région k de l'électrolyte	V
D _{eff,k}	Coefficient effectif de diffusion dans la région k de l'électrolyte	m ² s ⁻¹	R	Coordonnée radiale	m	Φ _{s,k}	Potentiel de l'électrode k	V
				Constante universelle des gaz parfaits	J mol ⁻¹ K ⁻¹	η _{s,k}	Sur tension de l'électrode k	V

(*) k = p pour l'électrode positive, k = n pour l'électrode négative et k = s pour le séparateur.

(b) Schéma d'une batterie et son modèle

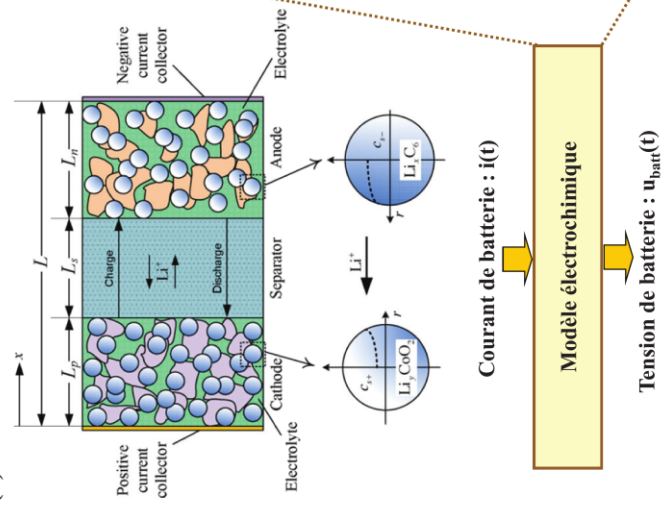


Figure 3.2 : Synthèse du modèle électrochimique de Newman proposé par (A.LI, 2013)

Les modèles électrochimiques de batteries lithium-ion sont des modèles de connaissance, proche de la physique interne de la batterie. De ce fait, ils sont évidemment d'une grande précision et permettent la compréhension des limites internes de la batterie. Cependant, ils ne sont guère utilisables dans une approche système, comme celle envisagée dans ces travaux de thèse, pour laquelle un modèle de batterie facile à manipuler et peu gourmand en temps de calcul est requis. De plus, les modèles électrochimiques nécessitent des paramètres assez confidentiels, liés aux propriétés physiques, à la géométrie et la quantité des matériaux utilisés pour la conception des cellules de batterie, paramètres qui ne sont pas disponibles dans les données publiques du fabricant.

2.4. Modèle électrochimique dédiés systèmes

Les principes et les objectifs de modélisation associés aux modèles électrochimiques ont été étendus, au cours de la dernière décennie, aux modèles dédiés à l'estimation et au diagnostic de l'état des systèmes. On trouvera dans (D.Di Domenico et al., 2010) une présentation détaillée de l'approche la plus populaire, appelée "modèle à particule unique" ou "single particle model" (SPM). Dérivé du modèle de Newman, le SPM est basé sur l'hypothèse simplificatrice suivante : la réaction d'insertion ou de désinsertion du lithium est supposé homogène selon l'épaisseur des électrodes. En conséquence, les particules actives de l'électrode peuvent être réduites à une seule particule équivalente, ce qui entraîne le découplage de la diffusion solide du lithium dans les particules actives, et du transport de charges et de matière dans l'électrolyte, et permet donc une résolution directe de l'EDP de diffusion solide. A l'aide de ces hypothèses, on peut décrire la tension de la cellule comme suit :

$$V_{cell} = \left(U_{pos}(y_{surf,pos}) - \eta_{\kappa,\Omega_{pos}} \right) - \left(U_{neg}(y_{surf,neg}) - \eta_{\kappa,\Omega_{neg}} \right) \quad (3.4)$$

Dans cette relation, les indices pos et neg désignent respectivement l'électrode positive et l'électrode négative. Le taux d'insertion des électrodes y est le rapport entre la concentration de lithium en phase solide C_s (concentration de lithium inséré dans les particules actives de l'électrode) et la concentration maximale de lithium C_{smax} en phase solide :

$$y = \frac{C_s}{C_{smax}} \quad (3.5)$$

Les potentiels d'équilibre des électrodes sont désignés par U et dépendent du taux d'insertion des électrodes y_{surf} à l'interface phase solide/phase électrolytique (c'est-à-dire à la surface des particules actives). Toutes les surtensions (cinétiques, κ , électroniques et électrolytiques, Ω) sont représentées par le symbole η . Dans l'équation 3.4, les surtensions sont toutes du même signe que le courant de cellule I_{cell} , i.e, dans la convention du générateur ($I_{cell} > 0$ en régime de décharge). Elles dépendent uniquement des propriétés physiques de la cellule (surface active de la cellule, épaisseur de l'électrode ou du séparateur, rayons des particules actives, etc) et du courant. Ces termes sont donc facilement identifiables connaissant les propriétés.

La diffusion du lithium, exprimé par la fonction $U_{pos}(y_{surf,pos})$ ou $U_{neg}(y_{surf,neg})$, est le principal processus limitant, notamment lors d'une recharge rapide. Cette diffusion introduit aussi de grandes constantes de temps (plusieurs centaines de secondes, jusqu'à quelques milliers de secondes). Elle a une grande influence lors de la variation de la tension de la cellule et est responsable du phénomène de relaxation. Dans le modèle électrochimique pseudo-2D de Newman, ce phénomène est généralement décrit par une EDP de diffusion sphérique 1D, avec une condition limite en surface de particule dépendante de la coordonnée spatiale selon l'épaisseur de l'électrode. En partie 3.1, l'équation de diffusion solide sera résolue dans le domaine Laplace et traitée au moyen de l'approximation de Padé. Cette méthode permet de combiner un niveau élevé de précision et de rapidité de calcul dans l'évaluation du taux

d'insertion en surface et de l'OCV, par rapport à la méthode des différences finies (J.C. Forman et al., 2011). Pour éviter l'utilisation de logiciels de calcul formel pour la détermination des coefficients de Padé, un algorithme mathématique basé sur les développements de séries est proposé et sera détaillé. Le traitement de l'EDP de diffusion solide fait l'objet de la section suivante.

De plus en plus d'articles témoignent de l'intérêt croissant de la communauté des sciences de l'automatique et du contrôle pour la conception d'observateurs d'état basés sur ce modèle électrochimique réduit. Ainsi, dans (D. Di Domenico et al., 2010), c'est un filtre de Kalman étendu qui est utilisé pour l'estimation du SOC et du taux d'insertion en surface. Dans (S. Dey et al., 2015) et (P. Blondel et al., 2019), d'autres techniques d'observation robustes non-linéaires sont étudiées, en s'associant avec le SPM. Pour ces trois précédents travaux, l'EDP de diffusion solide est transformée en équation différentielle ordinaire (ODE) par différences finies, avant conception de l'observateur. À l'inverse, dans certaines études, comme (S. Moura et al., 2017), la conception de l'observateur se fait directement sur la formulation locale du SPM.

Nous aurions pu choisir le SPM standard dans ce travail. Néanmoins, pour un tel modèle, les données du fabricant ne suffisent pas. De fait, la présence de deux électrodes impose des tests de caractérisation supplémentaires, comme l'analyse de capacité incrémentale ou l'analyse de tension différentielle, afin d'extraire les paramètres des deux électrodes. Notre objectif étant de nous appuyer autant que possible sur la fiche technique du fournisseur pour l'extraction des paramètres, nous avons opté pour une version simplifiée du SPM, réduite à une électrode. Modèle que nous appellerons SPM-1E ("1E" signifie "une électrode").

3. Le modèle simple grain à une électrode

La nécessité d'avoir un modèle réduit configurable avec la fiche technique du fournisseur est logique pour un intégrateur de systèmes de stockage comme General Electric qui effectue une simulation de l'ensemble du système. Le but est d'avoir un modèle avec une précision suffisante sur la tension et le courant (erreur < 5%) et un temps de calcul raisonnable.

La réduction de modèle introduite par l'hypothèse SPM facilite clairement la manipulation facile et accélère le calcul. Cependant, cette formulation implique toujours deux électrodes, de sorte que l'extraction des paramètres est assez difficile pour un utilisateur de batterie commun, pour lequel seules les fiches techniques des fournisseurs sont généralement disponibles. Les principaux objectifs du modèle proposé sont (i) : prendre en compte les phénomènes associés à la diffusion du lithium solide (section 3.1), (ii) : permettre d'utiliser uniquement les informations incluses dans les courbes des fournisseurs pour l'extraction des paramètres (section 3.2). Ce modèle, représenté sur la figure 3.3, est basé sur l'hypothèse d'une électrode unique, ce qui oblige à fusionner les termes de même nature dans l'équation 3.4 : OCV (U_{pos} et U_{neg}), surtensions cinétiques ($\eta_{\kappa, pos}$ et $\eta_{\kappa, neg}$), et surtensions ohmiques. La tension de cellule est, par conséquent, simplifiée en :

$$V_{cell} = U_{cell}(y_{surf}) - \eta_{\kappa} - \eta_{\Omega} \quad (3.6)$$

où U_{cell} est la tension de circuit ouvert (OCV) de la cellule et dépend de la dynamique de diffusion solide, η_{κ} est une surtension cinétique globale et η_{Ω} est une surtension ohmique globale. Comme pour les modèles de Newman ou (D. Di Domenico *et al.*, 2010), le transport du lithium en phase solide est traité au moyen d'une EDP de diffusion sphérique 1D, résolue dans le domaine de Laplace et évaluée par approximation de Padé (section 3.1). Les surtensions cinétiques et ohmiques sont modélisées, respectivement, par la loi de Butler-Volmer et la loi d'Ohm. Les développements mathématiques associés à la formulation de notre

modèle SPM-1E et à la procédure d'extraction des paramètres sont détaillés dans les sous-sections suivantes.

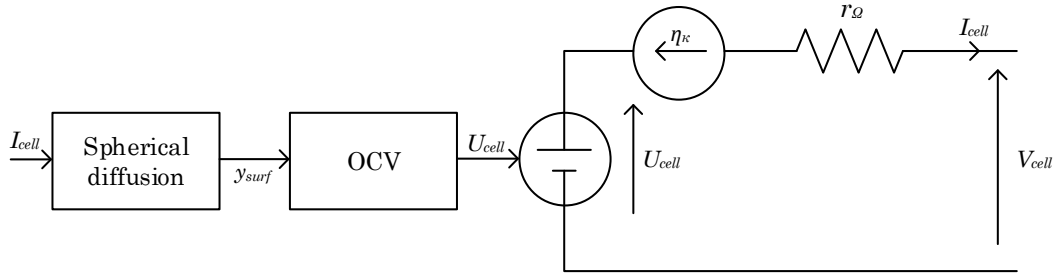


Figure 3.3 : Modèle SPM-1E

3.1. Diffusion sphérique du lithium en phase solide : fonction de transfert et approximation de Padé

3.1.1 Fonction de transfert par diffusion sphérique

Le transport du lithium dans les particules de matière active constituant la phase solide de l'électrode est supposé purement diffusif. Dans une approche 1D sphérique, il est régi par :

$$\begin{cases} \varphi_s(t, r) = -D_s \cdot \frac{\partial C_s}{\partial r} \\ \frac{\partial C_s(t, r)}{\partial t} = \frac{1}{r^2} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(D_s \cdot r^2 \cdot \frac{\partial C_s(t, r)}{\partial r} \right) \end{cases} \quad (3.7)$$

avec C_s la concentration de lithium dans la particule, φ_s la densité de flux du lithium dans la particule, r la coordonnée radiale, t le temps, et D_s le coefficient de diffusion solide. Les conditions aux limites au centre de la particule ($r = 0$) et à la surface de la particule ($r = R_s$, R_s étant le rayon de la particule) sont de type Neumann :

$$\begin{cases} \varphi_s(t, 0) = 0 \\ \varphi_s(t, R_s) = \frac{j^{Li}(t)}{a_s \cdot F} \end{cases} \quad (3.8)$$

avec F la constante de Faraday (unité : $C \cdot mol^{-1}$), j^{Li} un taux volumique de génération électrochimique de courant Li^+ (unité : $A \cdot m^{-3}$), et a_s la surface active par unité de volume (unité : m^{-1}), qui peut être exprimée en fonction du rayon de particule R_s et de la fraction volumique de matière active ε_s comme :

$$a_s = \frac{3 \cdot \varepsilon_s}{R_s} \quad (3.9)$$

Dans l'hypothèse d'un coefficient de diffusion constant D_s , l'EDP régissant l'équation de transport du lithium en phase solide (équation 3.7) peut être simplifiée en :

$$\frac{1}{D_s} \cdot \frac{\partial C_s(t, r)}{\partial t} = \frac{\partial^2 C_s(t, r)}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \cdot \frac{\partial C_s(t, r)}{\partial r} \quad (3.10)$$

Ensuite, si on suppose uniforme la concentration initiale de lithium en phase solide, soit $C_s(0, r) = C_{s0}$, hypothèse vérifiée dès lors que l'on prend l'instant initial pendant une phase de relaxation totale, la transformée de Laplace de l'équation 3.10 conduit à :

$$\frac{\partial^2 \tilde{C}_s(s, r)}{\partial r^2} + \frac{2}{r} \cdot \frac{\partial \tilde{C}_s(s, r)}{\partial r} - \frac{s}{D_s} \cdot \tilde{C}_s(s, r) = 0 \quad (3.11)$$

où s est la variable de Laplace, et $\tilde{C}_s(s, r)$ est la transformée de Laplace de $C_s(t, r) - C_{s0}$. En utilisant les conditions aux limites données dans l'équation 3.8, la solution de l'équation 3.11, est :

$$\begin{cases} \tilde{C}_s(s, r) = -\frac{\tau_s}{3 \cdot \varepsilon_s \cdot F} \cdot \frac{\sinh(r \cdot \sqrt{s/D_s}) \cdot R_s/r}{\sqrt{\tau_s \cdot s} \cdot \cosh(\sqrt{\tau_s \cdot s}) - \sinh(\sqrt{\tau_s \cdot s})} \cdot j^{Li}(s) \\ \tau_s = \frac{R_s^2}{D_s} \end{cases} \quad (3.12)$$

En particulier, et dans la mesure où c'est la concentration en surface des grains de matière active (c'est-à-dire à l'interface phase solide / phase électrolytique) qui nous intéresse pour le calcul des OCV d'électrode, on obtient en $r = R_s$:

$$\begin{cases} \tilde{C}_s(s, R_s) = -F_{surf}(s) \cdot \frac{j^{Li}(s)}{\varepsilon_s \cdot F} \\ F_{surf}(s) = \frac{\tau_s}{3} \cdot \frac{\sinh(\sqrt{\tau_s \cdot s})}{\sqrt{\tau_s \cdot s} \cdot \cosh(\sqrt{\tau_s \cdot s}) - \sinh(\sqrt{\tau_s \cdot s})} \end{cases} \quad (3.13)$$

A noter que l'on peut retrouver ce résultat en l'état dans (K.Smith et al., 2007), exprimé avec des fonctions exponentielles dans (J.C.Forman et al., 2011), et formulé comme une impédance harmonique (i.e. pour $s = i \times \omega$, avec $i^2 = -1$) dans (J.Meyers et al., 2000). En considérant enfin la concentration maximale C_{smax} insérable dans l'électrode (équation 3.5), la variation du taux d'insertion du lithium à la surface des particules peut être exprimée comme :

$$\begin{cases} \frac{\tilde{y}_{surf}(s)}{u(s)} = F_{surf}(s) \\ u(s) = -\frac{j^{Li}(s)}{\varepsilon_s \cdot F \cdot C_{smax}} \end{cases} \quad (3.14)$$

Enfin, il est intéressant de noter ici que la fonction de transfert de diffusion solide F_{surf} est équivalente à $1/s$ lorsque s tend vers 0. En d'autres termes, la fonction de transfert se comporte comme un intégrateur pur dans les temps longs.

3.1.2 Approximation de Padé

Comme décrit dans (J.H.Summerfield & C.N.Curtis, 2015), la fonction de transfert $F_{surf}(s)$ peut être approchée en utilisant la méthode d'approximation de Padé. Cette méthode consiste à approcher $F_{surf}(s)$ par une fraction rationnelle polynomiale comme suit :

$$\begin{cases} F_{surf}(s) \approx \frac{K}{s} \cdot \frac{N(s)}{D(s)} \\ N(s) = 1 + \sum_{k=1}^n a_k \cdot s^k \quad \text{and} \quad D(s) = 1 + \sum_{k=1}^n b_k \cdot s^k \end{cases} \quad (3.15)$$

avec n l'ordre des polynômes N et D . Le gain K est la valeur limite de $s \cdot F_{surf}(s)$ lorsque s tend vers 0 (c'est-à-dire pour un temps infini), et vaut donc 1, compte tenu de la remarque précédente sur le comportement limite de F_{surf} en 0. Les $2n$ autres coefficients sont déterminés en résolvant le système de $2n$ -équations suivant :

$$(\forall k \in \mathbb{N}_{2n}) \left(\lim_{s \rightarrow 0} \frac{d^k (s \cdot F_{surf}(s))}{ds^k} = \frac{d^k (N(s)/D(s))}{ds^k} (0) \right) \quad (3.16)$$

- Valeurs des dérivées successives de $s \cdot F_{surf}(s)$ pour $s \rightarrow 0$

Le principal problème de résolution d'un tel système réside dans le calcul de toutes les $k^{\text{ième}}$ valeurs dérivées de $s \cdot F_{surf}(s)$ lorsque $s \rightarrow 0$. Les articles traitant de l'approximante de Padé associée à la fonction de transfert de diffusion sphérique 1D donnent généralement pour les coefficients de Padé, comme dans (J.C.Forman et al., 2011), des expressions établies au moyen de logiciels de calcul formel, et jusqu'au 4ème ordre seulement ($n = 3$). Nous proposons ci-après une méthode mathématique basée sur le développement en série entière des fonctions hyperboliques, méthode qui permet de calculer rapidement les coefficients de Padé quel que soit l'ordre d'approximation, sans logiciel de calcul formel ou tout autre outil mathématique spécifique. Notons H_k le $k^{\text{ième}}$ nombre dérivé de $s \cdot F_{surf}(s)$ en $s = 0$:

$$(\forall k \in \mathbb{N}_{2n}) \left(H_k = \lim_{s \rightarrow 0} \frac{d^k (s \cdot F_{surf}(s))}{ds^k} \right) \quad (3.17)$$

On peut simplifier et généraliser le calcul de H_k , et ce faisant le rendre programmable sans outil mathématique spécifique, en exprimant la fonction de transfert F_{surf} sous la forme d'un quotient de séries entières. Pour mémoire, les deux fonctions hyperboliques qui apparaissent dans la fonction de transfert peuvent s'écrire en tout point :

$$\begin{cases} \text{sh}(x) = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{x^{2n+1}}{(2n+1)!} \\ \text{ch}(x) = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{x^{2n}}{(2n)!} \end{cases} \quad (3.18)$$

En remplaçant dans l'expression (3.13) de la fonction de transfert les fonctions hyperboliques par leur série entière respective, et après quelques lignes de calcul, on établit :

$$\begin{cases} F_{surf}(s) = \frac{1}{s} \cdot \frac{1 + \sum_{k=1}^{\infty} A_k \cdot s^k}{1 + \sum_{k=1}^{\infty} B_k \cdot s^k} \\ A_k = \frac{\tau_s^k}{(2 \cdot k + 1)!} \text{ and } B_k = \frac{3}{2 \cdot k + 3} \cdot A_k \end{cases} \quad (3.19)$$

Ensuite, en écrivant (3.19) sous la forme :

$$(s \cdot F_{surf}(s)) \cdot \left(1 + \sum_{k=1}^{\infty} B_k \cdot s^k \right) = 1 + \sum_{k=1}^{\infty} A_k \cdot s^k \quad (3.20)$$

en dérivant $2n$ fois cette expression, et en considérant la valeur prise par ces $2n$ dérivées en $s = 0$, on obtient :

$$\begin{cases} H_1 = A_1 - B_1 \\ H_k = (A_k \cdot k!) - (B_k \cdot k!) - \sum_{j=1}^{k-1} Z(k, j) \cdot H_{k-j} \cdot (B_j \cdot j!), \text{ with } 2 \leq k \leq 2n \end{cases} \quad (3.21)$$

avec la définition suivante pour les coefficients :

$$(\forall k \in \mathbb{N}_{2n}) \begin{cases} Z(k,0)=1 \text{ and } Z(k,k)=1 \\ k \geq 2 \Rightarrow (\forall j \in \mathbb{N}_{k-1}) (Z(k,j) = Z(k-1,j) + Z(k-1,j-1)) \end{cases} \quad (3.22)$$

A noter que compte tenu de la forme générale des coefficients de A_k et B_k (équation 3.18), le nombre dérivé H_k est proportionnel à τ_s^k . En conséquence, on peut programmer la solution en valeurs réduites, de façon à éviter de manipuler des trop grands nombres (τ_s peut valoir plusieurs milliers de secondes).

- *Détermination de la fonction de transfert approché*

Le calcul de l'approximante peut être réalisé de la même manière. Il en résulte le système linéaire à $2n$ -équations suivant :

$$\begin{cases} H_1 = a_1 - b_1 \\ 2 \leq k \leq n \Rightarrow H_k = (a_k \cdot k!) - (b_k \cdot k!) - \sum_{j=1}^{k-1} Z(k,j) \cdot H_{k-j} \cdot (b_j \cdot j!) \\ n+1 \leq k \leq 2n \Rightarrow H_k = - \sum_{j=1}^n Z(k,j) \cdot H_{k-j} \cdot (b_j \cdot j!) \end{cases} \quad (3.23)$$

Nous donnons ci-après (équation 3.23), la forme matricielle générale de ce système linéaire pour $n = 3$ (c'est-à-dire pour une approximante d'ordre 4), et dans le tableau 3.1 les coefficients résultants jusqu'à $n = 3$. On rappelle ici que l'approximante de Padé d'ordre 1 est réduite à l'intégrateur pur inclus dans F_{surf} .

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & -2H_1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -3H_2 & -3H_1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & -4H_3 & -6H_2 & -4H_1 \\ 0 & 0 & 0 & -5H_4 & -10H_3 & -10H_2 \\ 0 & 0 & 0 & -6H_5 & -15H_4 & -20H_3 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} a_1 \\ 2a_2 \\ 6a_3 \\ b_1 \\ 2b_2 \\ 6b_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_1 \\ H_2 \\ H_3 \\ H_4 \\ H_5 \\ H_6 \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Tableau 3.1 : Coefficients de la fonction de transfert approximative de Padé jusqu'à l'ordre 4

ordre	a_1	a_2	a_3	b_1	b_2	b_3
2 ($n = 1$)	$\frac{2 \cdot \tau_s}{21}$			$\frac{\tau_s}{35}$		
3 ($n = 2$)	$\frac{4 \cdot \tau_s}{33}$	$\frac{\tau_s^2}{495}$		$\frac{3 \cdot \tau_s}{55}$	$\frac{\tau_s^2}{3465}$	
4 ($n = 3$)	$\frac{2 \cdot \tau_s}{15}$	$\frac{2 \cdot \tau_s^2}{585}$	$\frac{4 \cdot \tau_s^3}{225225}$	$\frac{\tau_s}{15}$	$\frac{2 \cdot \tau_s^2}{2275}$	$\frac{\tau_s^3}{675675}$

- *Comparaison entre les fonctions de transfert exacte et approchées*

L'intégration de l'équation 3.12 sur le volume des particules sphériques conduit à :

$$\frac{1}{4 \cdot \pi \cdot R_s^3 / 3} \cdot \int_0^{R_s} 4 \cdot \pi \cdot r^2 \cdot \tilde{C}_s(s, r) \cdot dr = -\frac{1}{s} \cdot \frac{j^{Li}(s)}{\varepsilon_s \cdot F} \quad (3.25)$$

Le membre de gauche de cette équation représente la valeur moyenne volumique de la variation de concentration de lithium dans la particule active, et le membre de droite est, comme prévu, une intégration pure de la contrainte d'entrée à la surface de la particule. Par conséquent, la valeur moyenne volumique de la variation du taux d'insertion du lithium dans la particule active est donnée dans le domaine de Laplace par :

$$\tilde{y}_{mean}(s) = -\frac{1}{s} \cdot u(s) \quad (3.26)$$

Comme mentionné précédemment, cette quantité représente le comportement de la fonction de transfert de diffusion sphérique 1D dans les temps longs. On peut facilement établir que c'est bien sûr aussi le cas de la fonction de transfert approchée de Padé, quel que soit son ordre. De plus, en utilisant l'équation 3.19 pour l'expression de F_{surf} , on peut démontrer que la partie réelle de F_{surf} converge vers $A_1 - B_1$ en basse fréquence. De même, l'utilisation de l'équation 3.15 permet de montrer que la partie réelle de la fonction de transfert approchée de Padé converge vers $a_1 - b_1$ en basse fréquence (si $n \geq 1$). Ainsi, dans tous les cas (fonction de transfert exacte, et approximantes de Padé d'ordre strictement supérieur à 1), les parties réelles en $\omega = 0$ sont égales à H_1 , ce qui peut s'écrire comme suit :

$$\lim_{\omega \rightarrow 0} \text{real}(F_{surf}(i \cdot \omega)) = \lim_{\omega \rightarrow 0} \text{real} \left(\frac{1}{i \cdot \omega} \cdot \frac{1 + \sum_{k=1}^n a_k \cdot (i \cdot \omega)^k}{1 + \sum_{k=1}^n b_k \cdot (i \cdot \omega)^k} \right) = \frac{\tau_s}{15} \quad (3.27)$$

avec ω la pulsation, et i l'imaginaire pur de module 1 et d'argument $\pi/2$ ($i^2 = -1$). En conclusion, la réponse asymptotique $y_{surf,\infty}$ de la diffusion sphérique à une sollicitation indicielle se produisant à $t = 0$ est :

$$\begin{cases} y_{surf,\infty}(t) = \frac{\tau_s}{15} \cdot U + y_{mean}(t) \\ y_{mean}(t) = y_0 + U \cdot t \end{cases} \quad (3.28)$$

où U est l'amplitude de l'échelon d'entrée, et y_0 le taux d'insertion initial. Nous comparons sur la figure 3.4 les réponses indicielles $\Delta y_{surf} = y_{surf} - y_{mean}$, écart du taux d'insertion en surface par rapport au taux d'insertion moyen. Les courbes sont réduites en amplitude par le facteur d'échelle $\tau_s \cdot U$ (U étant l'amplitude de l'échelon), et sont tracées en fonction du temps réduit t/τ_s . La réponse exacte (en noir) a été calculée au moyen d'une méthode de résolution par éléments finis. Son temps de réponse à 99,9 % au-delà duquel cette fonction de transfert se comporte comme un intégrateur pur, est d'environ $\tau_s/3$. Comme on pouvait s'y attendre d'après la façon dont les coefficients de Padé sont déterminés (lorsque $s \rightarrow 0$, c'est-à-dire dans des temps longs), les réponses à court terme des fonctions de transfert approchées de Padé sont assez imprécises. Néanmoins, cette notion de "court terme" dépend énormément de l'ordre d'approximation. Ainsi, pour la fonction d'approximation d'ordre 2, le temps au-delà duquel l'erreur relative entre les réponses approchée et exacte devient inférieure à 0,5 % est d'environ 22% de τ_s . Ce temps caractéristique est réduit à 1 % de τ_s pour la fonction d'approximation d'ordre 4, et à 0,3 % de τ_s pour la fonction d'approximation d'ordre 6.

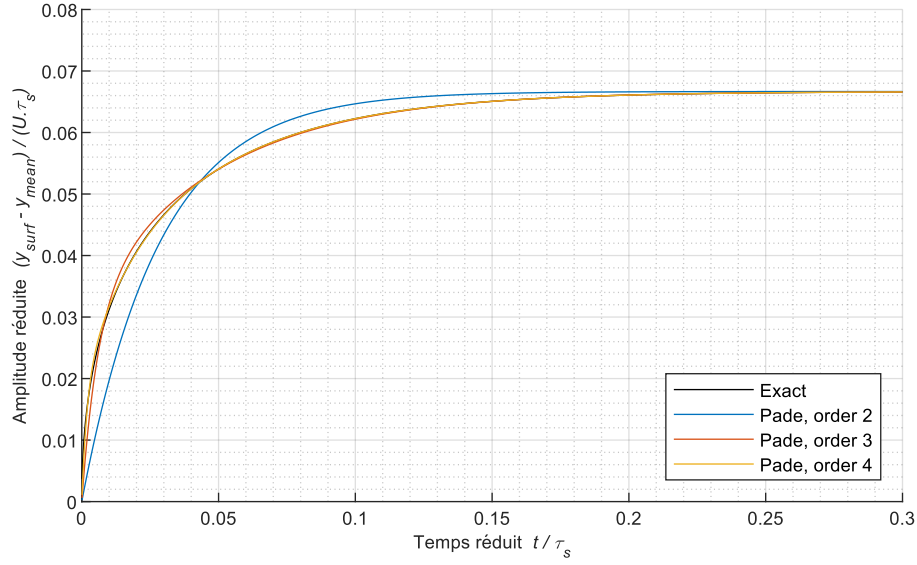


Figure 3.4 : Réponses exacte et approchées de la fonction de transfert de diffusion sphérique.

- Application aux modèles SPM

L'hypothèse "modèle à particule unique" (SPM) réduit toutes les particules actives d'une électrode à une seule particule équivalente. Il en résulte un taux volumique de génération électrochimique de courant constant pour chaque électrode, et proportionnel au courant de la cellule, ce qui permet de découpler la diffusion du lithium solide dans les particules de l'électrode des processus de transport au sein de l'électrolyte.

En convention générateur ($I_{cell} > 0$ en régime de décharge), le signe du taux volumique de génération électrochimique de courant j^{Li} est le même que le signe de I_{cell} pour l'électrode négative, et l'opposé du signe de I_{cell} pour l'électrode positive. Comme mentionné précédemment, l'hypothèse SPM donne un j^{Li} constant, qui peut être exprimé proportionnellement au courant de la cellule comme suit :

$$\begin{cases} j_{neg}^{Li} = \frac{I_{cell}}{A_{cell} \cdot \delta_{neg}} \\ j_{pos}^{Li} = -\frac{I_{cell}}{A_{cell} \cdot \delta_{pos}} \end{cases} \quad (3.29)$$

où A_{cell} est la surface active de la cellule, et δ est l'épaisseur de l'électrode considérée. En considérant alors la concentration maximale de lithium C_{smax} de l'électrode en phase solide, et la capacité de l'électrode associée $Q_{max} = \varepsilon_s \cdot A_{cell} \cdot \delta \cdot C_{smax} \cdot F / 3600$ (unité : Ah), la variation du taux d'insertion du lithium à la surface des particules peut être exprimée comme:

$$\begin{cases} \tilde{y}_{surf,neg}(s) = -F_{surf,neg}(s) \cdot \frac{I_{cell}(s)}{3600 \cdot Q_{max,neg}} \\ \tilde{y}_{surf,pos}(s) = F_{surf,pos}(s) \cdot \frac{I_{cell}(s)}{3600 \cdot Q_{max,pos}} \end{cases} \quad (3.30)$$

Dans le cas de notre modèle SPM-1E, nous considérerons la convention de l'électrode négative, et la capacité de la cellule Q_{cell} au lieu des capacités d'électrode, qui ne sont pas spécifiées dans la fiche technique du fabricant. Le taux d'insertion équivalent y_{surf} est alors l'état de charge à la surface des particules (de même que y_{mean} est l'état de charge de la cellule), et sa variation en fonction du courant est :

$$\begin{cases} \frac{\tilde{y}_{surf}(s)}{u(s)} = F_{surf}(s) \\ u(s) = -\frac{I_{cell}(s)}{3600 \cdot Q_{cell}} \end{cases} \quad (3.31)$$

3.2. La détermination des paramètres

Notre modèle SPM à 1 électrode (voir équation 3.6 et figure 3.3) nécessite cinq paramètres. Toutes les chutes de tension électroniques et électrolytiques sont modélisées selon la loi d'Ohm, et regroupées en une seule résistance ohmique r_Ω :

$$\eta_\Omega = r_\Omega \cdot I_{cell} \quad (3.32)$$

Les surtensions cinétiques sont définies par la loi de Butler-Volmer, au moyen d'un courant d'échange I_0 , comme suit :

$$\eta_\kappa = 2 \cdot U_T \cdot \operatorname{asinh}\left(\frac{I_{cell}}{I_0}\right) \quad (3.33)$$

où U_T est la tension thermique $R \cdot T / F$ (R : constante des gaz, F : constante de Faraday, T : température). Enfin, le calcul de l'OCV de la cellule est basé sur une fonction de transfert de diffusion sphérique, qui nécessite une constante de temps de diffusion solide τ_s , une capacité de cellule Q_{cell} , et bien évidemment une courbe de tension d'équilibre de la cellule.

Le but de la procédure d'extraction des paramètres détaillée ci-après est d'utiliser les caractéristiques de décharge à courant constant disponibles dans la fiche technique du fabricant, telles que celles présentées à la figure 3.5. Les deux paramètres de surtension sont identifiables au début de la décharge en mesurant les chutes de tension "immédiates" liées à l'application d'un courant. Cette zone est choisie car il est alors possible de faire abstraction de la baisse de tension due à la variation de l'OCV. Pour les deux paramètres de diffusion sphérique, on utilise la zone de fin de décharge, où l'on peut mesurer la capacité utile de la cellule pour le courant considéré. Comme les courbes sont presque verticales, il n'est pas nécessaire de les corriger en ajoutant leur chute de tension initiale.

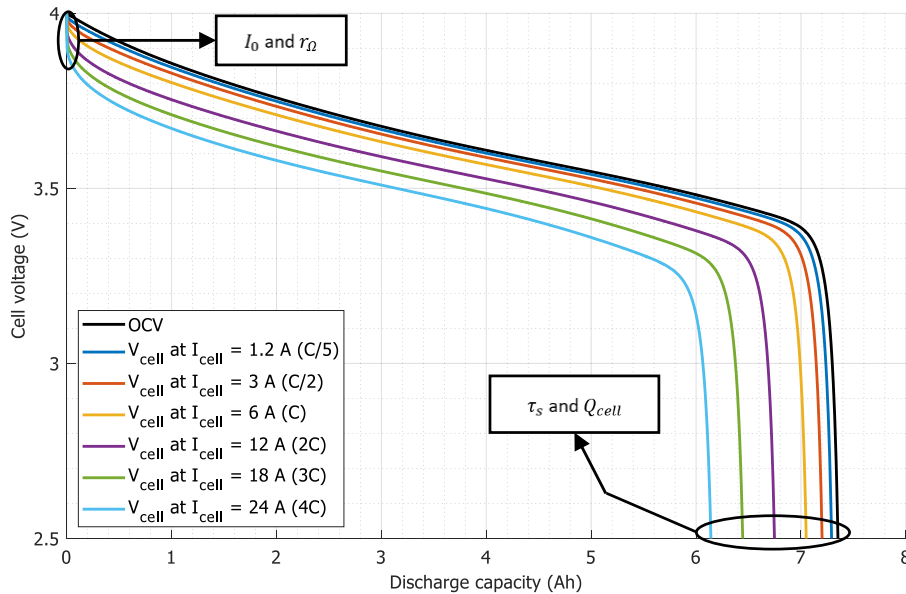


Figure 3.5 : Courbes de décharge typiques à courant constant, et zones dédiées pour l'extraction des paramètres du SPM-1E.

Les paramètres de surtension I_0 et r_Ω doivent être identifiés à l'aide de deux courbes de décharge à courant constant, l'une à I_{cell1} et l'autre à I_{cell2} . Ces courants doivent être choisis aussi éloignés que possible l'un de l'autre pour obtenir une représentation correcte des surtensions de la cellule sur une large gamme de courants. Le système non linéaire suivant doit ensuite être résolu, par exemple au moyen d'une méthode itérative :

$$\begin{cases} \eta_1(I_{cell1}) = 2 \cdot U_T \cdot \operatorname{asinh}\left(\frac{I_{cell1}}{I_0}\right) + r_\Omega \cdot I_{cell1} \\ \eta_2(I_{cell2}) = 2 \cdot U_T \cdot \operatorname{asinh}\left(\frac{I_{cell2}}{I_0}\right) + r_\Omega \cdot I_{cell2} \end{cases} \quad (3.34)$$

On peut bien sûr utiliser plus de deux courbes de décharge, et déterminer les paramètres au moyen d'un algorithme d'optimisation, comme la méthode des moindres carrés.

Les paramètres de diffusion sont extraits des données de fin de décharge. La capacité utilisable de la cellule pour un courant de décharge donné peut être facilement identifiée. De plus, la fin de la décharge est souvent obtenue après une durée supérieure au temps caractéristique (comme mentionné précédemment, environ $\tau_s/3$) au-dessus duquel le phénomène de diffusion a atteint son évolution asymptotique linéaire donnée par l'équation 3.28. Ainsi, dans cette hypothèse et dans la mesure où la fin de la décharge est définie par $y_{surf} = 0$, la différence entre Q_{u1} et Q_{u2} , capacités utilisables des cellules (en Ah) pour les courants de décharge I_{cell1} et I_{cell2} respectivement, est donnée par :

$$Q_{u1} - Q_{u2} = \frac{\tau_s}{15} \cdot \frac{I_{cell2} - I_{cell1}}{3600} \quad (3.35)$$

Cela permet de déterminer la constante de temps de diffusion solide τ_s . Ensuite, la capacité Q_{cell} peut être identifiée à l'aide de l'équation 3.28 par :

$$Q_{cell} = Q_{u1} + \frac{\tau_s}{15} \cdot \frac{I_{cell1}}{3600} = Q_{u2} + \frac{\tau_s}{15} \cdot \frac{I_{cell2}}{3600} \quad (3.36)$$

Cela suppose que la cellule est initialement complètement chargée ($y_0 = 1$). Comme précédemment pour les paramètres de surtension, les deux courants de décharge choisis doivent être aussi éloignés que possible pour obtenir une représentation correcte des limites de diffusion de la cellule sur une large gamme de courants. Cependant, le choix des courants doit aboutir à une constante de temps de diffusion cohérente avec l'hypothèse faite sur le régime de diffusion, qui est censé avoir atteint son évolution asymptotique pendant les deux caractéristiques de décharge choisies.

Enfin, en exécutant le modèle de diffusion solide, et en ajoutant des surtensions ohmiques et cinétiques à la courbe de tension obtenue pendant une décharge à courant constant, on peut extraire l'OCV (courbe noire ajoutée sur la figure 3.5, avec les courbes de décharge typiques) en fonction du taux d'insertion (c'est-à-dire de l'état de charge). À cette fin, il convient de préférer une courbe de décharge à faible C-rate. Dans le cas d'un C-rate très faible, on peut même considérer la caractéristique de décharge comme la courbe d'OCV, sans correction de surtension.

3.3. Configuration du modèle à l'aide d'une cellule LTO 40 Ah

La cellule LTO d'une capacité de 40 Ah, déjà utilisée dans le deuxième chapitre, est utilisée pour illustrer la méthode de configuration. La fiche technique est détaillée dans le tableau 3.2 et les courbes de décharge ont été obtenues sur un banc d'essai, à l'aide d'une chambre climatique pour le réglage de la température de la cellule, un oscilloscope Tektronix TDS5034B pour l'acquisition de la tension de la cellule, et une charge électronique H&H NL1V8C80 pour

le contrôle du courant de décharge. Les courbes de décharge à courant constant sont obtenues à 20 °C (figure 3.6).

Tableau 3.2 : Fiche technique de la cellule LTO

Materials	Anode	LTO	Dimension	Diameter: 66±1mm	Length: 160±1.5mm
	Cathode	NMC	Weight	1.24±0.1 kg	
Nominal capacity	40 Ah		Internal Resistance	≤ 1 mΩ	
Operating voltage	1.5 - 2.8 V		Max Charge / Discharge Current	5 C / 10 C	
Operating Temperature	-50 °C / +65 °C		Cycle life	30000 cycles times of 100% < DOD < 80% of the nominal capacity	

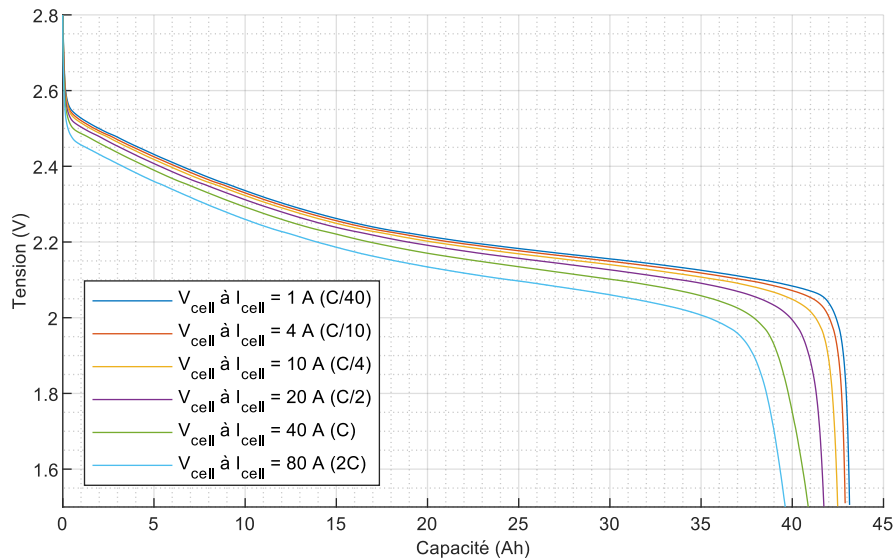


Figure 3.6 : Courbes de décharge à courant constant d'une cellule LTO de 40 Ah.

3.3.1 Paramètres de diffusion τ_s et Q_{cell}

En considérant les courbes de décharge de 80 A et 1 A, les capacités utilisables associées sont respectivement $Q_{u1} = 39,61 \text{ Ah}$ et $Q_{u2} = 43,14 \text{ Ah}$. D'après les équations 3.35 et 3.36, cela conduit à :

$$\begin{cases} \tau_s = 15 \cdot \frac{3600 \cdot (Q_{u1} - Q_{u2})}{I_{cell2} - I_{cell1}} = 2413 \text{ s} \\ Q_{cell} = Q_{u1} + \frac{\tau_s}{15} \cdot \frac{I_{cell1}}{3600} = 43.18 \text{ Ah} \end{cases} \quad (3.37)$$

Les durées de décharge sont de 1782 s à 80 A, et bien plus importante à 1 A. On peut alors en conclure que ces deux courbes peuvent être utilisées car étant supérieures à $\tau_s/3 = 804 \text{ s}$.

3.3.2 Détermination de l'OCV

Ne l'ayant pas obtenue du fournisseur, il est plus simple d'utiliser directement une courbe de décharge à faible C-rate afin d'exécuter le modèle de diffusion solide avec les paramètres Q_{cell} et τ_s précédemment extraits, et d'évaluer le taux d'insertion de surface y_{surf} correspondant.

Nous avons procédé de cette façon pour la cellule LTO 40 Ah actuelle, en utilisant la courbe de décharge C/40.

3.3.3 Paramètres de surtension

Les paramètres de surtension sont extraits de la chute de tension « immédiate » (à l'échelle de temps d'une décharge complète) suivant une sollicitation en courant. En effet, les pertes de tension ohmiques et de transferts de charges apparaissent dans les premières secondes et sont modélisées avec une perte immédiate dans notre modèle SPM-1E. Dans le cas des cellules LTO (ou même LFP), pour lesquelles l'OCV varie fortement à proximité du SoC = 1, l'identification des paramètres de surtension au tout début de la décharge peut poser des problèmes. Pour une meilleure précision, on peut extraire à l'aide du modèle les chutes de tension qui résultent de la différence entre l'OCV théorique et la tension de cellule V_{cell} mesurée. Comme le montre la figure 3.7 pour la cellule LTO, cette différence a une variation importante de 10 mV à 470 mV pour le même courant de décharge. En réalité, la chute de tension n'est pas constante en raison de la variation du courant d'échange I_0 , fonction de la concentration du lithium, dans l'équation 3.33. La première amélioration du modèle consiste alors à introduire une variation du paramètre I_0 tout au long de la décharge (section 3.3.4). Dans la suite, il sera effectué une comparaison entre les deux modèles (avec $I_0 = cst$ et avec $I_0 = f(C_s)$).

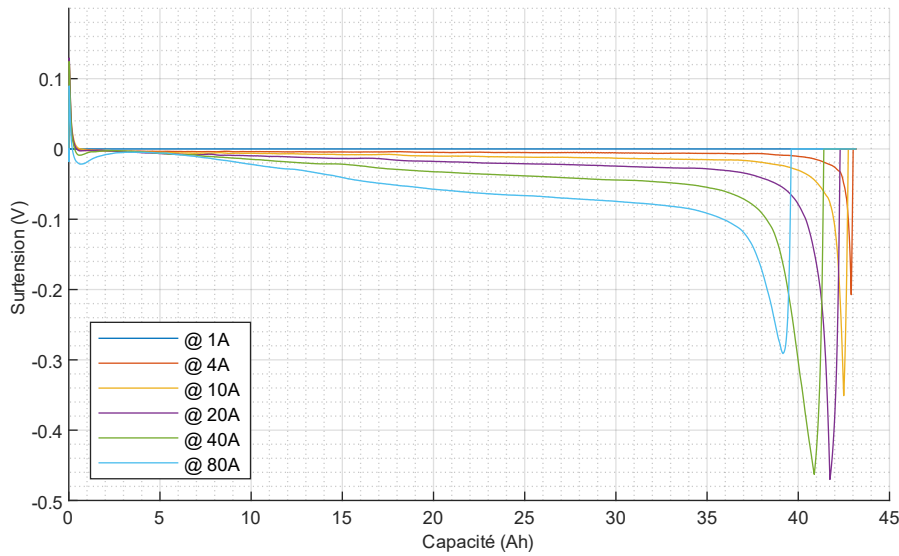


Figure 3.7 : Estimation des surtensions des cellules LTO de 40 Ah

Pour la configuration du modèle $I_0 = cst$, le choix des chutes de tension η_1 et η_2 n'est pas aisé en raison de leur grande variation au cours de la décharge. Une valeur moyenne (environ 30Ah) peut être un choix correct :

$$\begin{aligned}\eta_1 &= 0.0443 = 2 \cdot U_T \cdot \operatorname{argsh} \left(\frac{40}{I_0} \right) + r_\Omega \cdot 40 & \text{with } I = 40A \\ \eta_2 &= 0.0737 = 2 \cdot U_T \cdot \operatorname{argsh} \left(\frac{80}{I_0} \right) + r_\Omega \cdot 80 & \text{with } I = 80A\end{aligned} \quad (3.38)$$

En résolvant le système d'équations précédent, les paramètres trouvés par itération sont :

$$I_0 = 44 A \quad r_\Omega = 74 \mu\Omega$$

3.3.4 Courant d'échange variable

L'hypothèse retenue jusqu'à présent est une chute de tension cinétique constante et un courant d'échange constant I_0 . Cependant, le courant d'échange est fonction de la concentration en lithium. La solution proposée pour améliorer le modèle est d'extraire la fonction $I_0 = f(C_s) \approx f(SoC)$ dessinée à la figure 3.8 pour la cellule LTO et de l'implémenter dans le modèle comme montré à la figure 3.9. Pour ce faire, l'équation 3.34 doit être inversée pour séparer le courant d'échange des autres paramètres.

$$I_0 = \frac{I_{cell}}{\text{sh}\left(\frac{(\eta_1(I_{cell}) - r_{\Omega} \cdot I_{cell}))}{2 \cdot U_T}\right)} \quad (3.39)$$

Une limitation élevée de I_0 est imposée pour les valeurs incohérentes, par exemple à $I_0 = 5000 \text{ A}$ dans le cas de la cellule LTO. Le courant I_{cell} choisi est de 80A pour obtenir une représentation correcte des surtensions de la cellule.

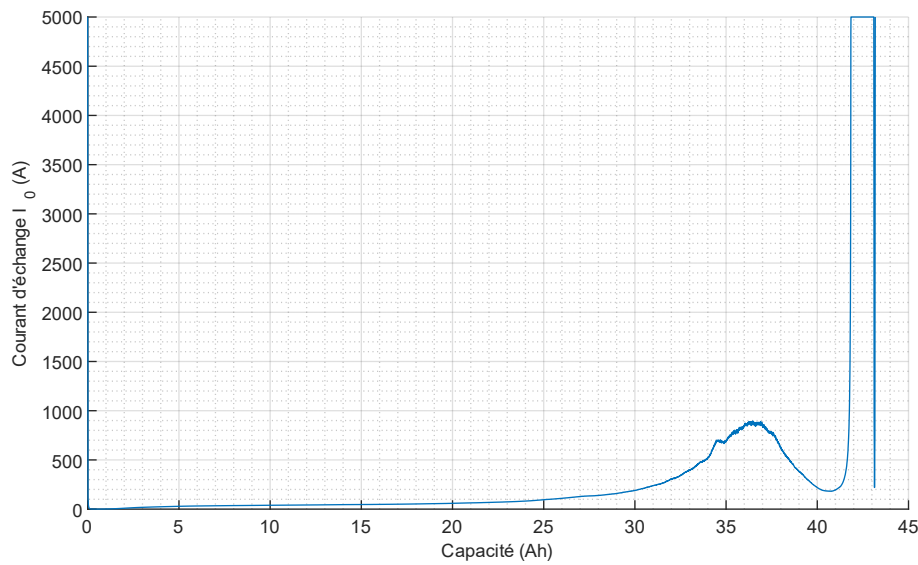


Figure 3.8 : Valeur du courant d'échange $I_0 = f(y_{surf})$

L'amélioration du modèle est explicitée à la figure 3.9 :

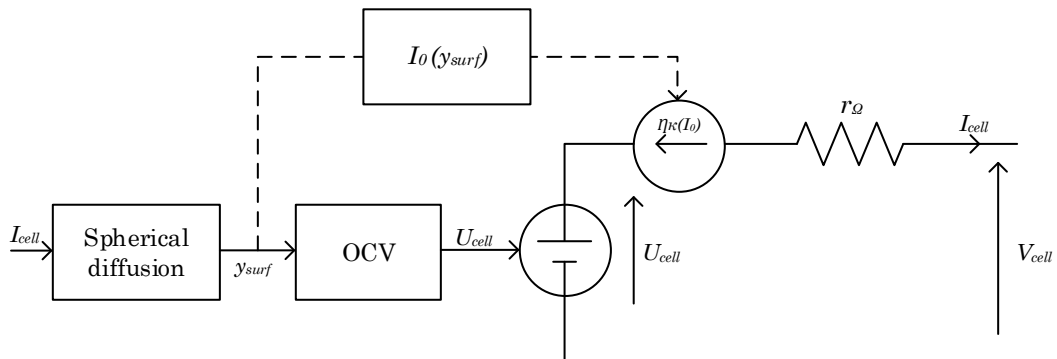


Figure 3.9 : Amélioration du modèle SPM-1E

4. Performances et limites du modèle à une électrode

4.1. Evaluation des modèles

Le modèle sera évalué à l'aide des trois cellules commerciales indexées dans le tableau 2.6. Les tests sont effectués dans une chambre climatique à 20°C avec un oscilloscope Tektronix TDS5034B, une sonde de courant TCP303 associée à un amplificateur TCPA300. Les cellules sont chargées à chaque fois avec la même source active (Höcherl & Hackl série NL) pour être dans les mêmes conditions initiales.

L'évaluation du modèle SPM-1E est réalisée sur un intervalle de courant aussi large que possible et sur trois profils de décharge de la centrale hybride (figure 3.10). Les services concernent la stabilité angulaire dynamique, la réponse en fréquence hybridée et le black start. Seule la consommation électrique du CSF de démarrage est utilisée pour le test blackstart, sans charges auxiliaires permanentes. Tous les services (profil, connexion, hybridation, etc.) sont détaillés dans le chapitre précédent. Les profils sont adaptés en puissance ou en énergie en fonction des capacités des batteries.

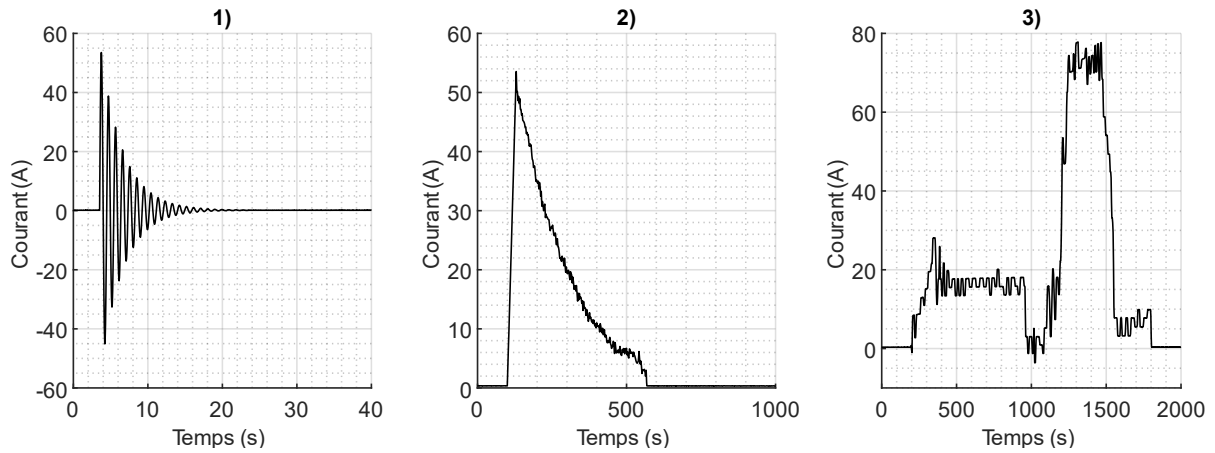


Figure 3.10 : 1) Profil de stabilité angulaire dynamique, 2) Profil de réponse en fréquence hybridée, 3) Profil de blackstart.

Le modèle à I_0 constant et le modèle à I_0 variable sont évalués. La comparaison entre les modèles et l'expérience est réalisée à l'aide de l'erreur relative de la capacité en fin de décharge et de statistiques sur l'erreur de la tension tout au long de la décharge pour un courant donné. Les données statistiques concernent l'erreur relative maximale, la moyenne des erreurs relatives et la variance des erreurs. L'erreur relative est calculée comme le rapport entre la différence absolue en tension entre l'expérience et le modèle sur la valeur en tension de l'expérience :

$$\mu_c = 100\% \cdot \frac{\text{abs}(X_{\text{exp}} - X_{\text{mod}})}{X_{\text{exp}}} \quad (3.40)$$

avec μ_c l'erreur relative, X_{exp} la valeur mesurée et X_{mod} la valeur estimée à l'aide du modèle.

4.2. L'évaluation à courant constant sur des cellules LTO, LFP et NMC

4.2.1 Cellule LTO

Les paramètres du modèle sont calculés dans la section précédente pour la cellule LTO. Et la figure 3.11 superpose les courbes obtenues sur le banc d'essai et celles du modèle. On peut remarquer sur la figure 3.6 que les courbes expérimentales ont une perte de capacité non-

proportionnelle au courant de décharge. Par exemple, la différence de capacité entre C/4 et C/2 est d'environ 0.76 Ah, entre C/2 et C est de 0.86 Ah et entre C et 2C est de 1.26 Ah. Ce comportement peut s'expliquer par un changement d'électrode limitante en fin de décharge. À faible courant (ou respectivement, à courant élevé), l'électrode limitante est la négative (respectivement, la positive), ce qui donne un comportement différent. Le modèle SPM-1E ne peut pas, par définition, intégrer le comportement des deux électrodes.

La comparaison entre l'expérience et la simulation montre une bonne estimation de l'énergie, cependant on remarque quelques différences sur la tension. Cela peut être lié à plusieurs points :

- Premièrement, en raison de la forme spécifique de l'OCV à faible courant, elle ne s'adapte pas correctement à un courant élevé.
- Deuxièmement, les pertes de tension non constantes entre le début et la fin de la décharge, qui sont corrigées par l'amélioration du modèle ($I_0 = f(C_s)$).
- Enfin, la non-proportionnalité de la capacité. On remarque une erreur sur la différence de tension en fin de décharge, due à la convergence du modèle vers un point différent de l'expérience.

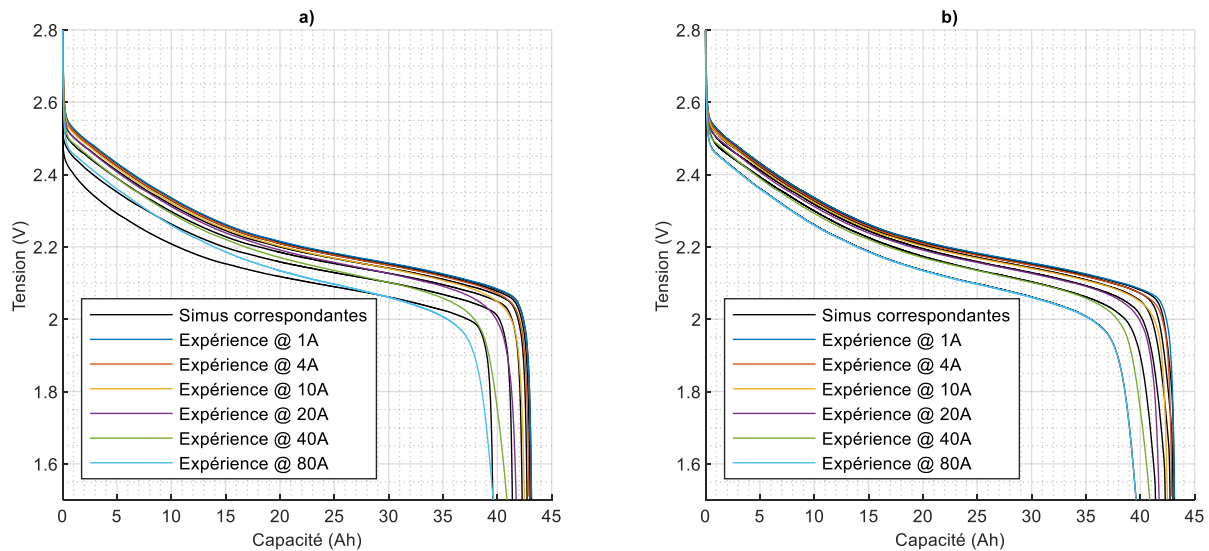


Figure 3.11 : Comparaison entre les courbes expérimentales et modélisées à a) I_0 constant et à b) $I_0 = f(C_s)$ sur la cellule LTO 40 Ah.

Le tableau 3.3 donne les erreurs du modèle pour l'évaluation à courant constant d'une cellule LTO. Il est important de noter que l'erreur maximale sur la perte de la capacité est de 1.3%. Concernant la tension, on observe une erreur très importante en fin de décharge, de l'ordre de 30% (voir figure 3.12). Cette erreur est due à la non-proportionnalité de perte de capacité et à l'hypothèse SPM-1E qui ne permet pas de prendre en compte l'électrode limitante en fin de décharge. En regardant la valeur moyenne des erreurs relatives, on arrive à un maximum de 2 % pour le modèle $I_0 = cst$ et de 0.6 % pour le modèle $I_0 = f(C_s)$. En écartant les erreurs de tension de fin de décharge (communes à tous les modèles de batteries), ce modèle donne des résultats plus que convenables.

Tableau 3.3 : Erreur entre le modèle et l'expérience lors de décharges à courant constant de la cellule LTO 40 Ah

Courant (A)		1	4	10	20	40	80
μ_c de la capacité (%)	$I_0 = cst$	0	0.23	0.56	1.32	1.23	0.1
	$I_0 = f(C_s)$	0	0.23	0.56	1.3	1.21	0
$\mu_{c,max}$ de la tension (%)	$I_0 = cst$	0.1	13.4	22.6	29.7	27.9	13.2
	$I_0 = f(C_s)$	3.6	11.6	13.0	17.2	14.1	3.5
$\mu_{c,moy}$ de la tension (%)	$I_0 = cst$	0.1	0.2	0.5	1.1	1.7	1.6
	$I_0 = f(C_s)$	0.1	0.2	0.3	0.5	0.7	0
σ de la tension (mV)	$I_0 = cst$	0	13	30	54	70	47
	$I_0 = f(C_s)$	8	13	16	25	33	3

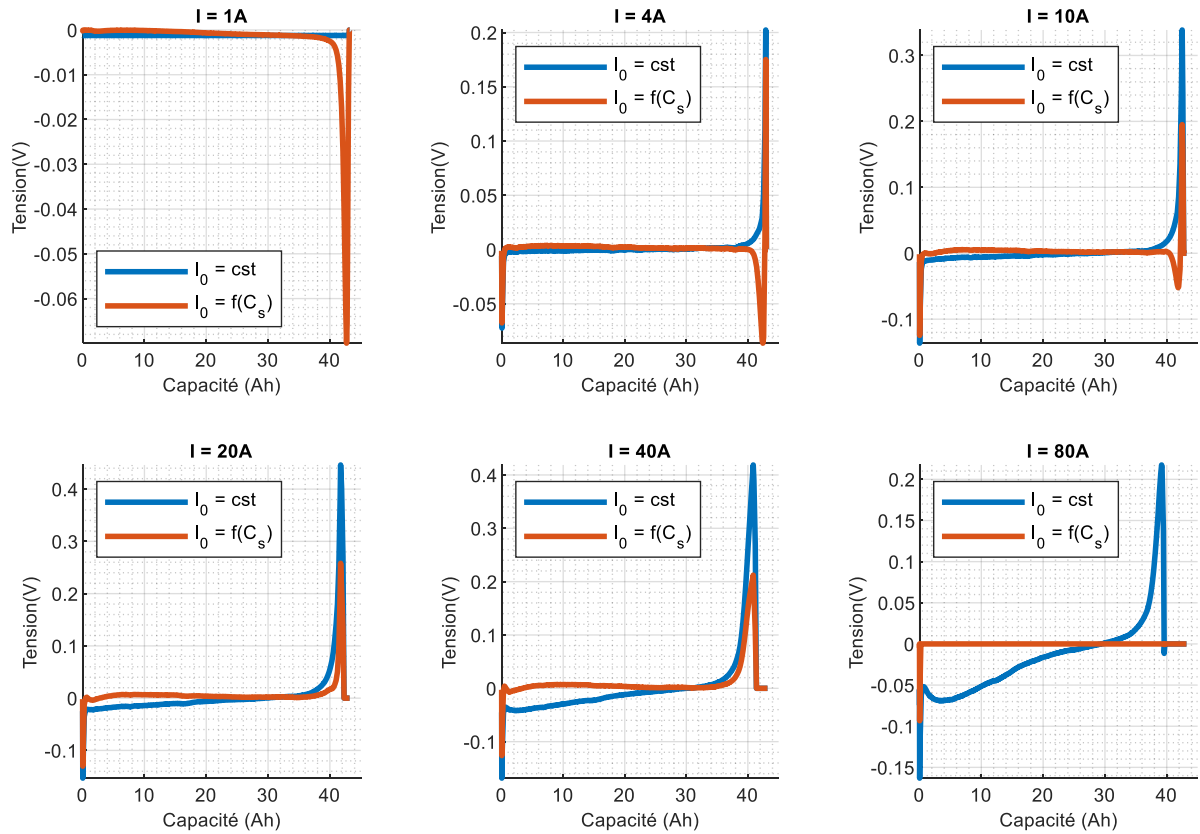


Figure 3.12 : Différence de tension entre les tests expérimentaux et le modèle de simulation pour des décharges à courant constant

4.2.2 Cellule LFP

La technologie LFP se caractérise par une variation plus faible des chutes électrocinétiques au cours de la décharge, ce qui améliore la précision du modèle. La figure 3.13, qui en témoigne, est à comparer à la figure 3.8 de la cellule LTO. On peut dès lors, conjecturer une faible différence entre le modèle $I_0 = cst$ et le modèle $I_0 = f(C_s)$.

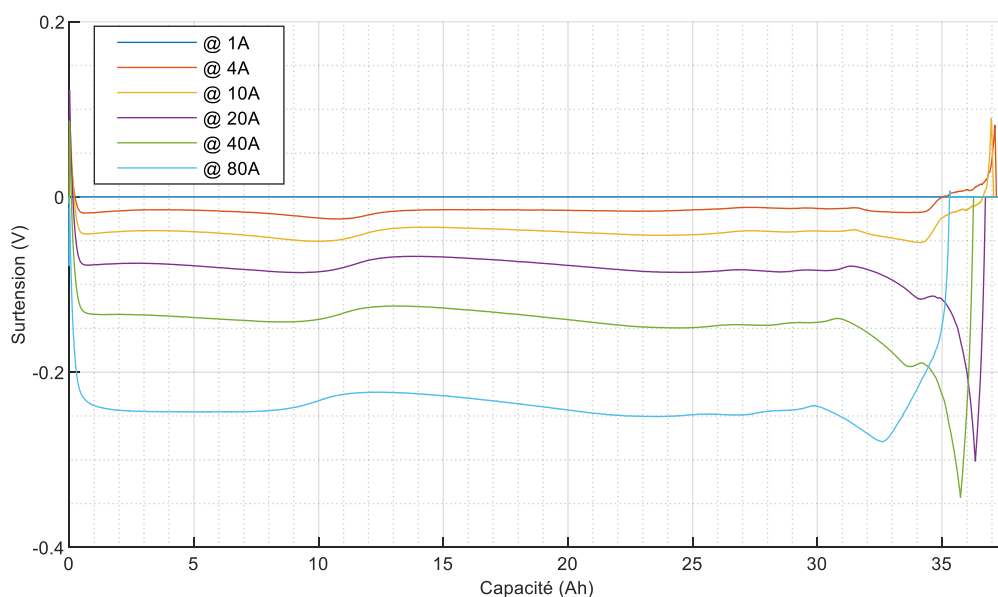


Figure 3.13 : Estimation des surtensions des cellules LFP de 38 Ah

Les paramètres obtenus pour le modèle de la cellule LFP sont répertoriés dans le tableau 3.4 :

Tableau 3.4 : Configuration du modèle pour une batterie LFP de 38 Ah

$\tau_s = 1287 \text{ s}$	$Q_{cell} = 37.24 \text{ A.h}$	$I_0 = 26.8 \text{ A}$	$r_\Omega = 1.894 \text{ m}\Omega$
---------------------------	--------------------------------	------------------------	------------------------------------

On retrouve les mêmes limitations du modèle, énoncées dans la section précédente, à savoir, l'erreur sur la forme de l'OCV à fort courant (corrigée par $I_0 = f(C_s)$) et l'erreur sur la valeur finale de la capacité non-proportionnelle au courant.

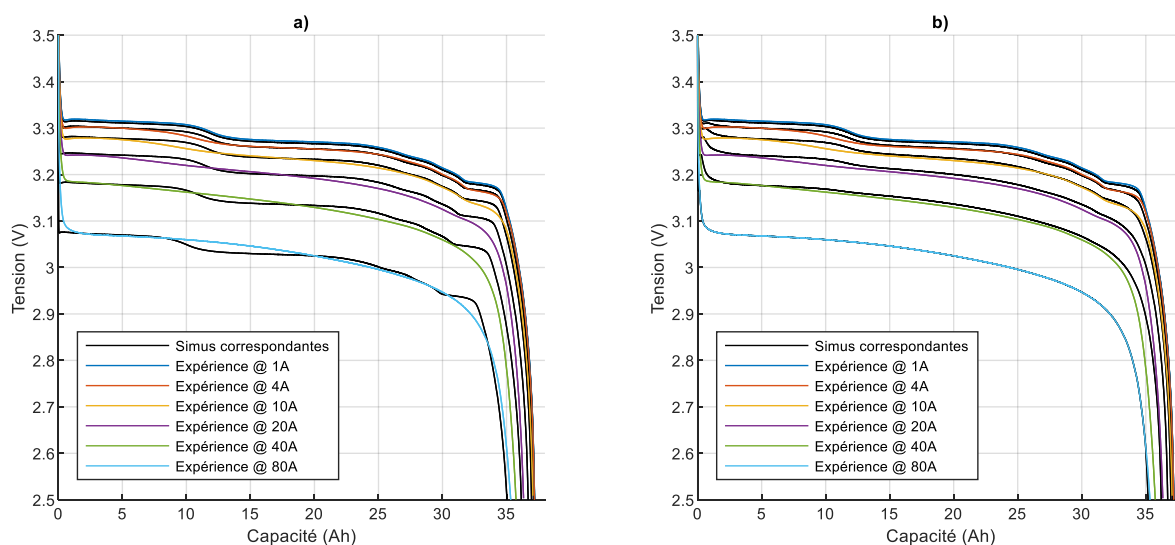


Figure 3.14 : Comparaison entre les courbes expérimentales et modélisées à a) I_0 constant et à b) $I_0 = f(C_s)$ sur la cellule LTO 38 Ah.

L'erreur relative maximale de 10% sur la tension est uniquement présente en fin de décharge à cause de la convergence des deux courbes vers deux points différents de capacité. La moyenne des erreurs relatives est maximale de 0.5% pour les deux modèles. Pour cette cellule, la comparaison visuelle figure 3.14 ou même les données du tableau 3.5 ne permettent pas de distinguer le modèle optimal. Il est cependant à noter que les forts courants sont mieux décrits par le modèle $I_0 = f(C_s)$. On retrouve le même ordre de grandeur d'erreur relative sur la capacité que pour la cellule LTO à savoir 1.3%.

Tableau 3.5 : Erreur entre le modèle et l'expérience lors de décharges à courant constant de la cellule LFP 38 Ah

Courant (A)		1	4	10	20	40	80
μ_c de la capacité (%)	$I_0 = cst$	0	0.19	0.3	0.99	1.2	0.88
	$I_0 = f(C_s)$	0	0.19	0.24	1.07	1.29	0.45
$\mu_{c,max}$ de la tension (%)	$I_0 = cst$	0.2	3.7	4.3	9.1	8.3	6.8
	$I_0 = f(C_s)$	0.2	3.5	4.0	10.4	10.3	4.2
$\mu_{c,moy}$ de la tension (%)	$I_0 = cst$	0.1	0.1	0.2	0.5	0.5	0.4
	$I_0 = f(C_s)$	0.1	0.1	0.2	0.5	0.5	0
σ de la tension (mV)	$I_0 = cst$	0	9	12	27	30	19
	$I_0 = f(C_s)$	1	9	10	29	33	6

4.2.3 Cellule NMC 5C – 3C

Les paramètres obtenus pour le modèle de la cellule NMC 5C/3C sont répertoriés dans le tableau 3.6.

Tableau 3.6 : Configuration du modèle pour la batterie NMC 5C/3C de 40 Ah

$\tau_s = 4708 \text{ s}$	$Q_{cell} = 48.75 \text{ A.h}$	$I_0 = 8.9 \text{ A}$	$r_\Omega = 350 \text{ }\mu\Omega$
---------------------------	--------------------------------	-----------------------	------------------------------------

Particulièrement sur cette cellule, on peut remarquer sur la figure 3.15 que la perte de capacité en fin de décharge n'est pas linéaire. En effet, la mesure sur le banc de test montre une capacité à 40A quasiment équivalente à celle de 80 A. On a donc choisi pour la configuration de prendre une constante de temps de diffusion plus élevée que celle obtenue avec la procédure. Cette stratégie permet de mieux répartir les erreurs relatives de capacité mais elle augmente celle en tension (surtout en fin de décharge). Le tableau 3.7 donne les erreurs du modèle pour l'évaluation à courant constant d'une cellule NMC.

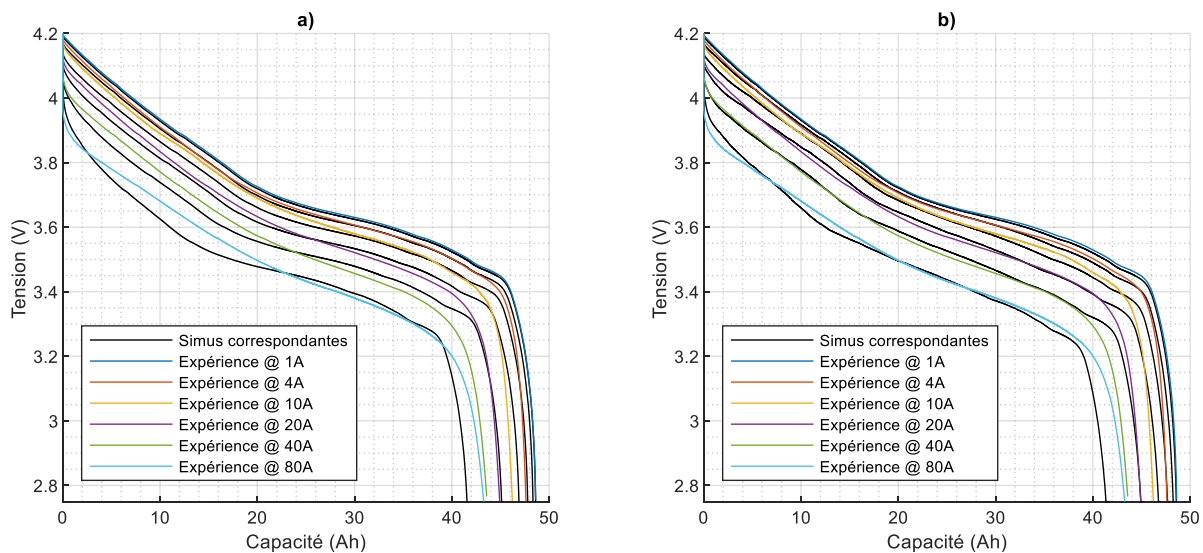


Figure 3.15 : Comparaison entre les courbes expérimentales et modélisées à a) I_0 constant et à b) $I_0 = f(C_s)$ sur la cellule NMC 5C/3C 40 Ah.

Tableau 3.7 : Erreur entre le modèle et l'expérience lors de décharges à courant constant de la cellule NMC 5C/3C 40 Ah

Courant (A)		1	4	10	20	40	80
μ_c de la capacité (%)	$I_0 = cst$	0	1.5	3.4	4.4	3.51	4
	$I_0 = f(C_s)$	0	1.6	3.5	4.5	3.8	3.6
$\mu_{c,max}$ de la tension (%)	$I_0 = cst$	0.2	13.2	18	18.7	15.2	11.1
	$I_0 = f(C_s)$	2.1	11.0	16.2	17.1	13.1	11.7
$\mu_{c,moy}$ de la tension (%)	$I_0 = cst$	0.2	0.4	1.1	1.3	1.3	1.0
	$I_0 = f(C_s)$	0.2	0.4	0.8	1.0	0.7	0.8
σ de la tension (mV)	$I_0 = cst$	0	42	82	93	76	56
	$I_0 = f(C_s)$	6	32	67	76	56	62

On note une erreur relative sur la capacité de la cellule inférieure à 4.5 %. L'erreur relative maximum en tension de 20% est uniquement présente en fin de décharge à cause de la convergence des deux courbes vers deux points de capacité différents. La moyenne des erreurs relatives est au maximum de 1.3% pour les deux modèles. On remarque cependant que le modèle $I_0 = f(C_s)$ présente une erreur moyenne en tension réduite.

4.3. L'évaluation selon les profils hybrides sur des cellules LTO, LFP et NMC

La comparaison avec des profils donne de meilleurs résultats que la section précédente car ils sont effectués à un SoC différent de zéro. En effet, en évitant les zones de fin de décharge le modèle dévoile d'excellents résultats. La volonté de faire ces tests à un SoC semblable au cas réel paraît logique lors d'un dimensionnement. Un SoC de 50% a été choisi pour les profils 1 et 2 alors qu'un SoC de 100% a été utilisé pour le profil 3. Le tableau 3.8 détaille les différences maximale et moyenne relative en tension au cours de la décharge mais aussi la différence relative finale qui est liée à l'erreur en capacité. Le maximum d'erreur relative est dans la quasi-totalité des cas atteint lors de forts courants (supérieur à 50 A) et reste inférieur à 5%. Il est intéressant de noter que la chute de tension à SoC élevé (95 – 100 %) est moyennement bien décrite. Cela est accentué sur le modèle $I_0 = f(C_s)$ en forçant la variation de tension à adopter un comportement à fort courant. De la même façon que dans la section précédente, une légère amélioration est visible avec le modèle amélioré hormis pour la cellule LFP 38Ah qui présente des résultats similaires voire légèrement dégradés avec l'amélioration. Malgré la difficulté de configuration de la cellule NMC, la comparaison avec des profils montre de bons résultats. La figure 3.16 trace les courbes obtenues par le modèle et sur le banc d'essai de la cellule LTO 40 Ah ainsi que la différence de tension.

Tableau 3.8 : Évaluation du modèle SPM-1E à l'aide de profils

Cellule	Profil	$\mu_{c,max}$ de la tension (%)		$\mu_{c,moy}$ de la tension (%)		$\mu_{c,last}$ de la tension (%)	
		$I_0 = cst$	$I_0 = f(C_s)$	$I_0 = cst$	$I_0 = f(C_s)$	$I_0 = cst$	$I_0 = f(C_s)$
LTO (40Ah)	1	1.7	0.3	0.1	0	0	0
	2	1.3	1.0	0.3	0.3	0.2	0.2
	3	4.2	3.8	0.7	0.4	0.3	0.3
LFP (38Ah)	1	1.3	1.1	0.1	0.1	0	0
	2	0.9	0.7	0.3	0.4	0.1	0.1
	3	3.4	2.9	0.6	0.8	0.2	0.2
NMC 5C/3C (40Ah)	1	1.8	1.9	0.1	0.1	0	0
	2	3	2.9	0.9	0.7	0.6	0.6
	3	1.4	1.5	0.4	0.3	0.1	0.1

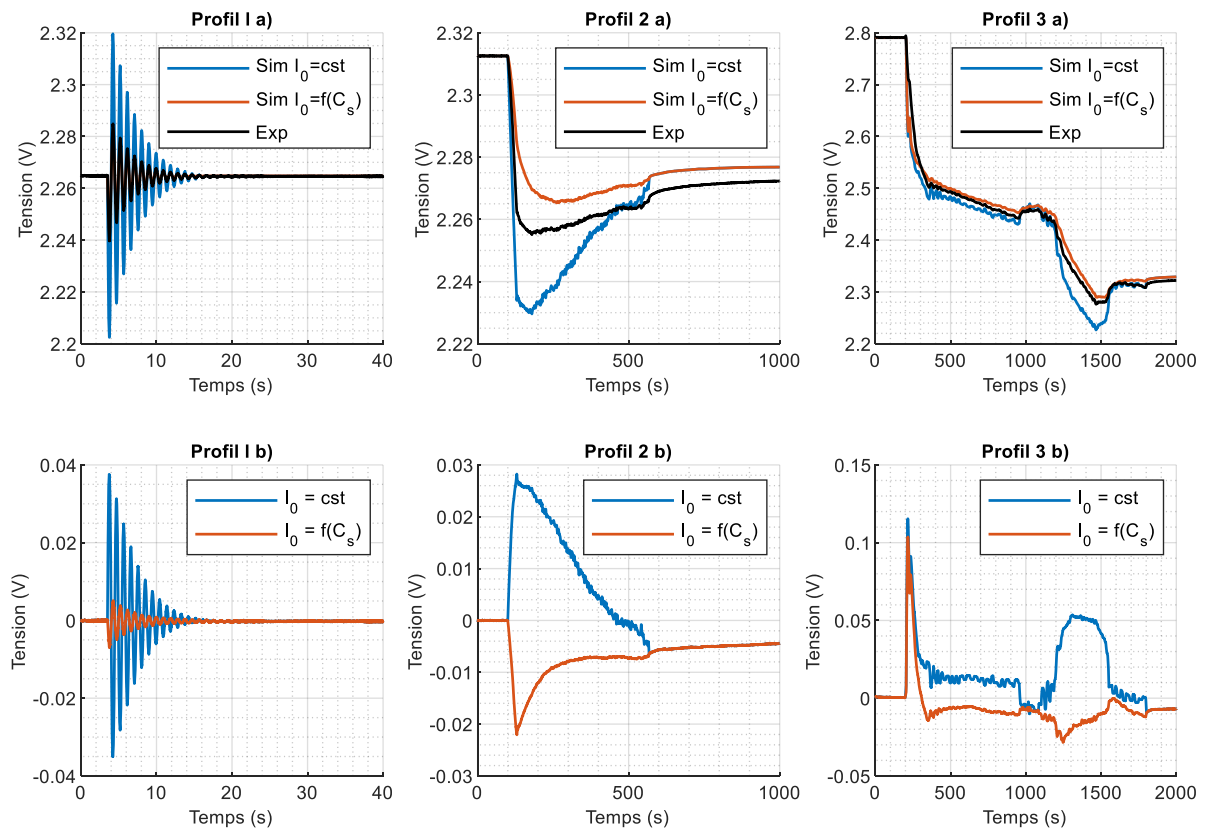


Figure 3.16 : a) Mesure de la tension et b) Différence de tension entre le test expérimental et la simulation du modèle pour les profils 1,2 et 3 de la cellule LTO 40 Ah.

4.4. Sensibilité des paramètres

Ayant fait face à certaines difficultés lors de la configuration, une analyse de sensibilité a été menée afin de faciliter l'évaluation des paramètres. Pour rappel, nos cinq paramètres sont l'OCV, Q_{cell} , τ_s , r_{ohm} et I_0 . L'objectif est de signaler les points de vigilances lors de la configuration du modèle mais aussi d'avoir plus d'informations pour les optimiser. La méthode utilisée pour étudier la sensibilité est la méthode Once-At-a-Time (OAT) qui consiste à modifier l'un des paramètres, les autres étant fixés à une valeur nominale. Cette analyse de sensibilité est menée sur le modèle $I_0 = cst$ à l'aide des trois types de cellules précédemment utilisées.

4.4.1 Influence de l'OCV

La courbe OCV peut être obtenue soit par le fournisseur, soit, comme dans ce document, en exécutant le modèle de diffusion solide avec les paramètres Q_{cell} et τ_s afin d'évaluer le taux d'insertion en surface y_{surf} correspondant. Il est fortement conseillé d'utiliser une courbe à faible courant (au maximum C/4) pour la détermination. Malheureusement, les données fournisseurs ne contiennent pas toujours d'aussi faibles courants et la procédure doit être lancée sur des valeurs plus importantes.

Les paramètres Q_{cell} , τ_s , r_{ohm} et I_0 sont fixés et correspondent aux tableaux précédemment fournis. L'inversion du modèle de diffusion permet de tracer à la figure 3.17, les différentes OCV reconstituées. On remarque, de suite, que l'allure de l'OCV varie fortement selon la courbe à courant continu utilisée, ce qui va forcément induire, par la suite, des erreurs en tension.

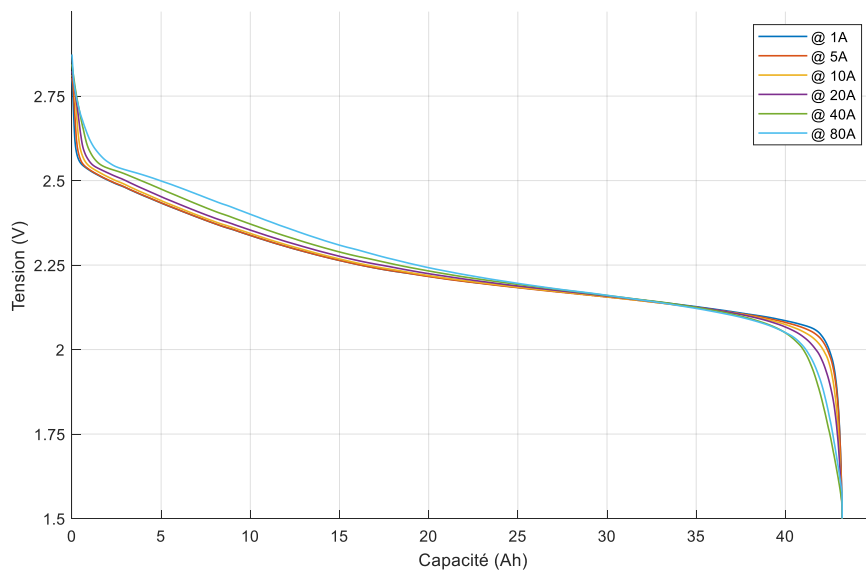


Figure 3.17 : Reconstitution de l'OCV à l'aide de différentes courbes de décharge

Les résultats de sensibilité obtenus pour ce paramètre, visible figure 3.18, montre une variation de l'erreur relative moyenne en tension très faible (0.45%). Il est à noter que l'erreur entre la mesure du banc de test à un courant donné et le modèle est nulle lorsque l'OCV du modèle a été reconstituée à l'aide de dudit courant. En regardant les résultats du tableau 3.9, l'erreur minimale est obtenue avec le modèle utilisant une OCV reconstituée à partir de la décharge à 10A. Il est cependant erroné de croire qu'elle est proche de l'OCV réelle de la cellule. En effet, cette OCV n'a d'intérêt que pour la réduction de l'erreur en tension de la modélisation car elle décrit, le mieux, les faibles et les forts courants. Il est préférable de garder une OCV proche de l'existante, c'est-à-dire celle obtenue avec le courant le plus faible, ce qui ne dessert pas les performances du modèle.

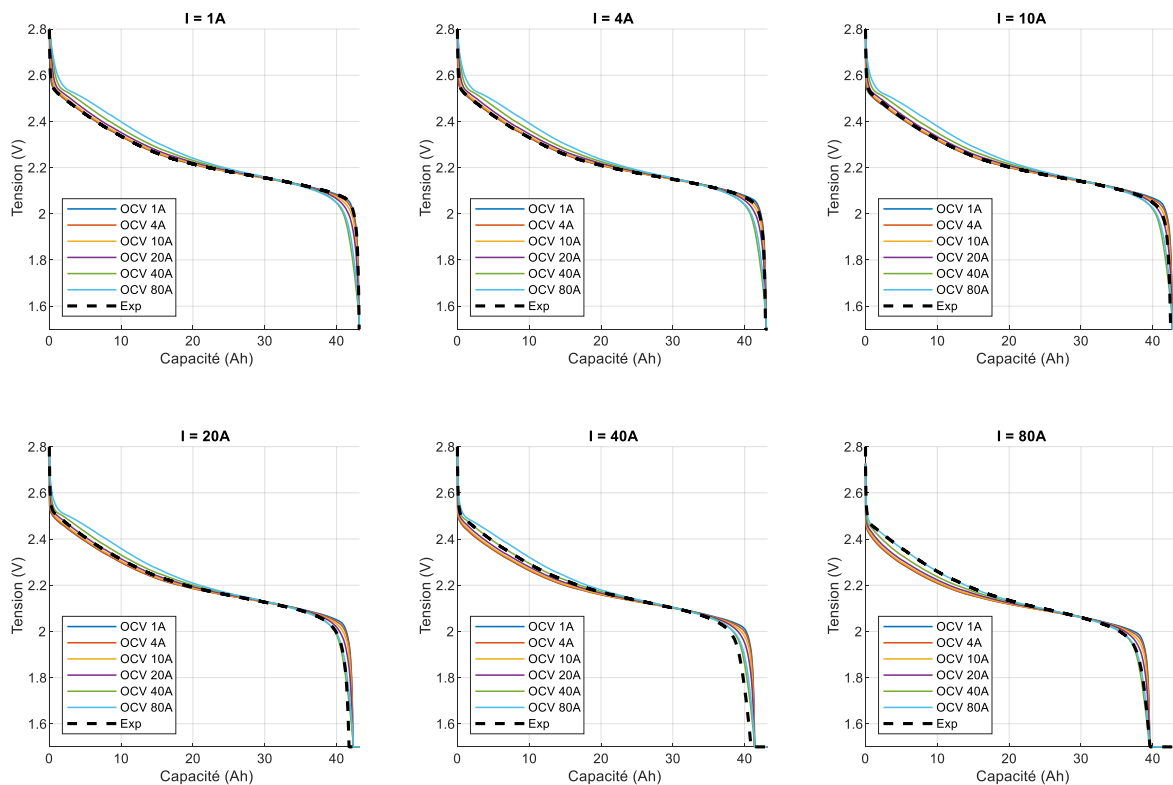


Figure 3.18 : Comparaison entre l'expérience et des modèles SPM-1E d'une cellule LTO utilisant différentes OCV reconstruites à l'aide de différents courants

Tableau 3.9 : Erreur relative moyenne de la comparaison entre l'expérience et les modèles SPM-1E d'une cellule LTO utilisant différentes OCV reconstruites à l'aide de différents courants

OCV / Décharge	1A	4A	10A	20A	40A	80A
1A	0 %	0.1 %	0.3 %	0.7 %	1.3 %	1.7 %
4A	0.2 %	0.1 %	0.2 %	0.6 %	1.2 %	1.6 %
10A	0.5 %	0.4 %	0.2 %	0.4 %	1 %	1.4 %
20A	1.0 %	1 %	0.7 %	0.5 %	0.6 %	1.1 %
40A	1.7 %	1.6 %	1.4 %	1.1 %	0.5 %	1.0 %
80A	1.6 %	1.5 %	1.3 %	1.0 %	0.5 %	0 %
Moyenne	0.83 %	0.78 %	0.68 %	0.72 %	0.85 %	1.13 %

Concernant les autres technologies le constat est le même. Les erreurs de modélisation commises lors de la reconstitution de l'OCV sont constatées uniquement à fort courant pour une OCV extraite à l'aide des faibles courants et inversement. La technologie LFP dispose d'un plateau de tension plus long ce qui minimise encore plus ces effets. L'erreur moyenne est de l'ordre de 0.3% et la variation maximale des erreurs moyennes est 0.1%. Contrairement à la technologie NMC qui a une erreur moyenne à 0.9% et une variation de l'erreur de 0.2%.

4.4.2 Influence de Q_{cell}

Le tableau 3.10 répertorie les couples $Q_{cell} - \tau_s$ obtenus en résolvant les équations 3.34 et 3.35 pour tous les couples « Courant-Capacité » de la cellule LTO.

Tableau 3.10 : Calcul de différents couples Q_{cell} - τ_s de la cellule LTO

$Q_{cell} \backslash \tau_s$	1A	4A	10A	20A	40A	80A
1A		4320 s	3840 s	3922 s	3102 s	2413 s
4A	43.22 Ah		3600 s	3848 s	3000 s	2338 s
10A	43.21 Ah	43.17 Ah		3996 s	2880 s	2229 s
20A	43.21 Ah	43.19 Ah	43.24 Ah		2322 s	1935 s
40A	43.20 Ah	43.12 Ah	43.03 Ah	42.62 Ah		1741 s
80A	43.18 Ah	43.07 Ah	42.91 Ah	42.48 Ah	42.19 Ah	

Pour la cellule LTO, on observe une variation de τ_s entre 1741 et 4320 secondes, et de Q_{cell} entre 43.22 et 42.19 Ah. Ces variations de 250% pour la constante de temps de diffusion et de 2.5% pour la capacité de la cellule sont fortement dépendantes de la technologie et des courbes de décharges. Par exemple, pour la cellule LFP, on trouve une variation de 2000% de τ_s et de 4.5% de Q_{cell} , ou pour la cellule NMC, une variation de 4000% de τ_s et de 11% de Q_{cell} . Cette grande disparité est essentiellement attribuable à la non-proportionnalité de la perte de capacité en fin de décharge (section 4.2.1). Plus la cellule admet une relation proportionnelle, plus les variations sont réduites permettant une configuration simple et précise du modèle.

On remarque aussi que l'utilisation lors de la résolution du système non-linéaire, d'au moins, un courant faible (inférieur ou égal à C/4) permet de limiter la variation de Q_{cell} . Il est aussi logique d'exclure les valeurs de capacité étant inférieures à la capacité accessible à un courant plus faible. Par exemple, la valeur de capacité de 42.48 Ah obtenue à l'aide des courbes 20 A et 80 A peut être exclue car la décharge à 10 A permet de délivrer 42.5Ah. Lors de l'estimation de la sensibilité du paramètre Q_{cell} , il a été choisi de faire varier ce paramètre de $\pm 2.5\%$ par rapport à la valeur donnée dans la section 4.2.1. Comme visible sur la figure 3.19, la variation du paramètre n'implique qu'un redimensionnement des courbes de tension proportionnellement au nouveau Q_{cell} . De ce fait, la sensibilité de ce paramètre est essentiellement apparente en fin de décharge lorsque la chute de tension est conséquente. Les erreurs relatives en tension ne sont que faiblement affectées contrairement aux erreurs relatives en capacité (visible en fin de décharge). Il est alors judicieux et aisé d'optimiser la valeur de Q_{cell} en minimisant les erreurs de capacité.

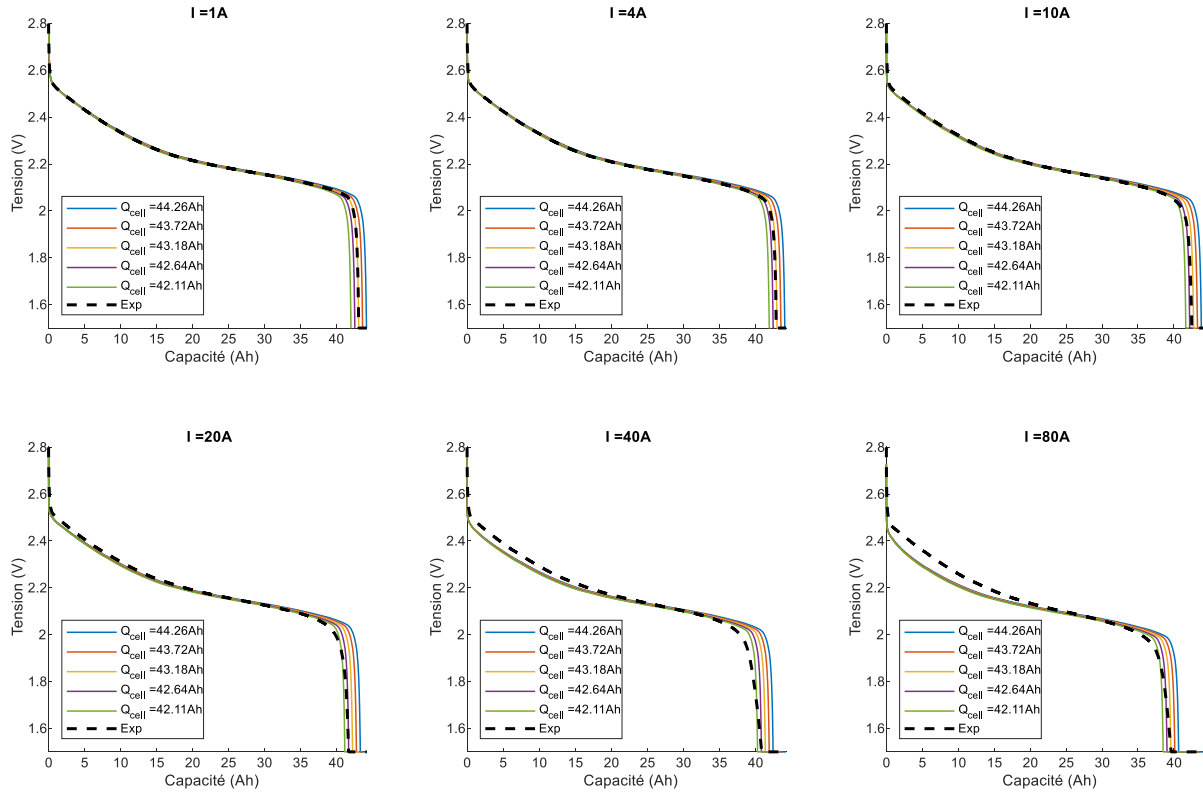


Figure 3.19 : Comparaison entre l'expérience et des modèles SPM-1E d'une cellule LTO utilisant différents Q_{cell}

4.4.3 Influence de τ_s

Contrairement à Q_{cell} , qui influence identiquement les faibles et forts courants, l'influence du paramètre τ_s est uniquement visible sur les courants élevés. Les variations de la constante de temps de diffusion visible sur la figure 3.20 sont comprises entre 1206 et 7239 secondes. Pour rappel, de la constante de temps choisie dans les sections précédentes est 2413 secondes. En plus d'observer une forte disparité sur la capacité en fin de décharge à fort courant, l'erreur en tension est aussi non négligeable pour certains τ_s . Lors de la configuration du modèle, il faut veiller à ajuster uniquement l'erreur de capacité en fin de décharge. Les erreurs en tension sont par la suite minimisées en modifiant les paramètres de chutes ohmiques et électrocinétiques. Dans le cas de notre cellule LTO, le choix d'un τ_s entre 2413 et 3619 secondes est justifié. Le calcul de ce paramètre est obtenu en utilisant une courbe à faible courant (1 ou 4 A dans notre cas) et une courbe à fort courant (40 ou 80 A). Le choix de valeurs de courants éloignées permet donc de mieux décrire la diffusion. De la même façon pour les autres technologies, la sensibilité de ce paramètre est réduite à l'aide d'une différence en courant maximum entre les courbes utilisées.

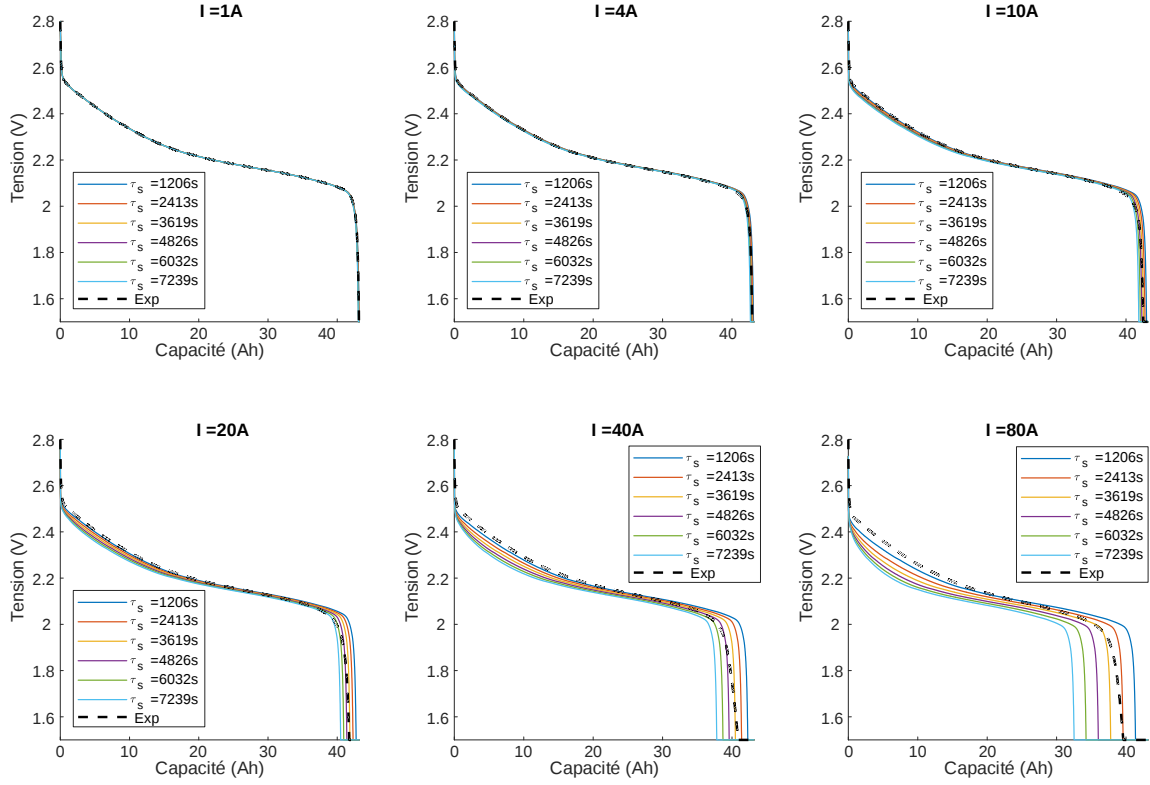


Figure 3.20 : Comparaison entre l'expérience et des modèles SPM-1E d'une cellule LTO utilisant différents τ_s

4.4.4 Influence de r_{ohm} et I_0

L'influence de ces deux paramètres lors d'une simulation est simple à concevoir et consiste à translater verticalement les courbes de tension. L'incertitude sur ces paramètres n'introduira pas d'erreur de capacité en fin de décharge mais uniquement une variation de l'erreur en tension (figure 3.21).

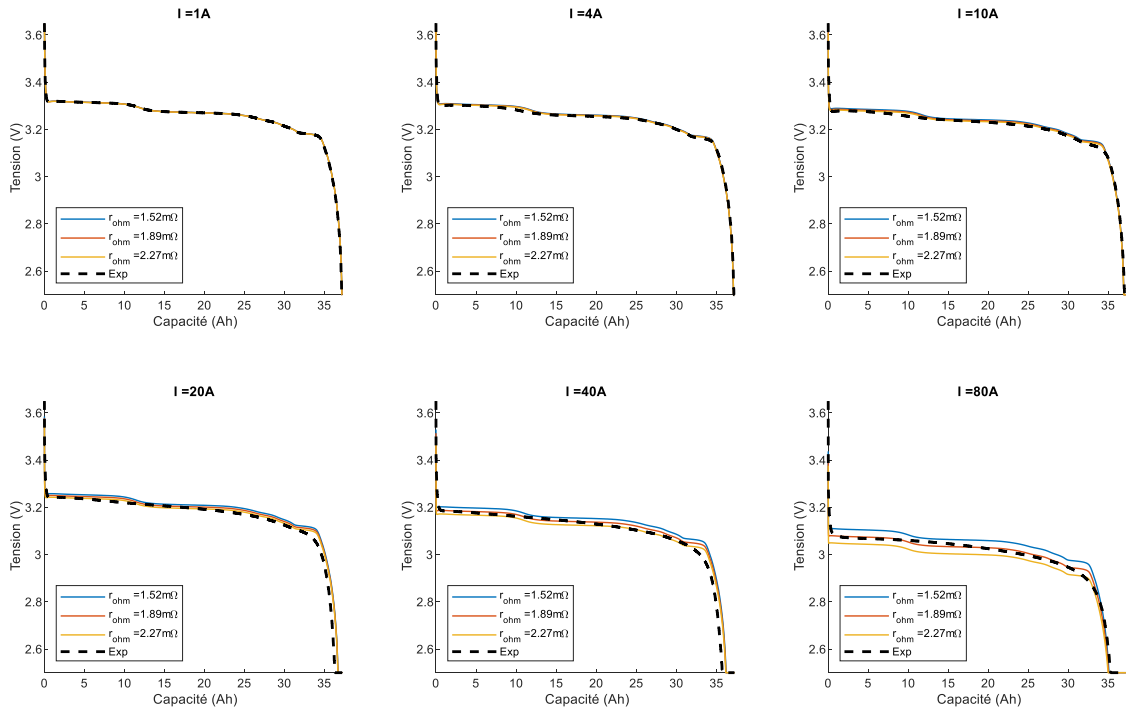


Figure 3.21 : Comparaison entre l'expérience et des modèles SPM-1E d'une cellule LFP utilisant différents r_{Ω}

Un moyen efficace de réduire cette sensibilité est d'optimiser cette erreur en modifiant uniquement le paramètre r_{ohm} . La diminution de sensibilité de I_0 est réalisée à l'aide de l'amélioration du modèle ($I_0 = f(C_s)$) présentée section 3.3.4. Cette sensibilité est essentiellement visible à fort courant lorsque la chute de tension n'est plus négligeable.

5. Conclusion

La modélisation de la cellule électrochimique est une étape clé lors du dimensionnement d'un système de stockage comme les BESS. La précision du modèle doit être adaptée à son utilisation afin que l'effort fourni pour l'implémenter et le configurer soit valorisé par une précision suffisante et des temps de calcul corrects. Actuellement, trois types de modèles de cellules sont couramment utilisés dans les références. L'objectif de ces modèles est d'estimer correctement la tension de la cellule. Cette tension est généralement calculée à l'aide de la différence de tension d'électrode à l'équilibre (fonction du taux d'insertion locale en surface) à laquelle des surtensions (fonction du courant et du SoC) due au transport de charge, de matière ou aux chutes électroniques sont soustraites. Les différentes approches pour le modèle sont par électrochimie, par circuit électrique équivalent ou par apprentissage. Les modèles électrochimiques sont des modèles physiques locaux développés pour décrire les phénomènes électronique ou chimique. Ils requièrent une configuration fine souvent réalisée à l'aide de tests sur banc d'essai et de connaissances sur les matériaux et les dimensions internes de la cellule. Les modèles à circuit électrique équivalent sont les plus utilisés dans le domaine du génie électrique. Leur niveau de finesse est en accord avec la complexité choisie. Ils décrivent les mêmes équations que les modèles électrochimiques mais à l'aide de composants passifs du génie électrique (résistance, capacité, CPE, ...). Leur configuration nécessite généralement une description de l'impédance de la cellule dans un diagramme de Nyquist. Les derniers modèles utilisent des réseaux de neurones ou de la logique floue pour décrire le comportement de la cellule.

L'étude proposée est orientée vers une approche « systèmes » permettant de modéliser aussi bien la cellule que la centrale cycle combiné ou même l'électronique de puissance. La première contrainte concernant le modèle est une simplicité dans l'implémentation. Le but est de la rendre compatible « systèmes » c'est-à-dire implantable dans les logiciels standards du génie électrique à des fins d'analyse, d'identification, de dimensionnement et de diagnostic. La seconde contrainte concerne la configuration, elle doit être possible à partir de données fournisseurs, autrement dit, des caractéristiques principales (plage de tension, capacité nominale, limitation en décharge ou recharge, ...) et des courbes de décharges à courant constant.

Afin d'avoir une bonne description des performances énergétiques des batteries lithium-ion, il est fondamental de développer et mettre en œuvre des modèles basés sur une description locale des phénomènes physiques. Suivant cette volonté, la seule possibilité a été la création d'un modèle électrochimique d'ordre réduit. Pour ce faire, un rappel des équations locales de transport et de cinétiques électrochimiques associées aux phénomènes physiques qui régissent le fonctionnement des cellules lithium-ion sous une formulation 1D a été présenté. Entre autres, la résolution et l'approximation (à l'aide de Padé) de l'équation de diffusion, détaillées à la fin de la deuxième partie, a permis d'implanter ce modèle dans les logiciels de calcul plus généraux que ceux dédiés à la résolution d'EDP avec pour bénéfice un gain substantiel en temps de calcul à l'aide de fonctions de transfert dans l'espace de Laplace.

La réduction d'ordre du modèle utilise deux principales hypothèses simplificatrices ; l'hypothèse simple grain et l'hypothèse électrode unique. La première hypothèse permet de décrire le comportement moyen de la cellule en perdant en contrepartie des informations sur le comportement inhomogène des électrodes. La deuxième permet la configuration à partir

des données constructeurs en extrapolant la courbe de décharge de la tension en circuit ouvert (OCV) et quatre autres paramètres, Q_{cell} , la capacité de la cellule, τ_s , la constante de temps de diffusion, r_Ω , la résistance équivalente des chutes ohmiques et électrolytiques et I_0 , le courant d'échange de la cellule. Cette description du modèle est accompagnée dans la troisième section d'un exemple de configuration à partir d'une cellule de 40 Ah.

Les résultats de l'évaluation du modèle, présentés dans la section 4, sur trois types de cellules différentes (LTO, LFP et NMC) sont plus que convenables. La comparaison est réalisée sur des mesures réelles à courant constant et selon des profils de décharge à l'aide d'erreurs relatives de la tension et la capacité. Ces erreurs sont largement inférieures à 5%, hormis les erreurs de tension en fin de décharge. Cela peut être expliqué par la forme spécifique de l'OCV à faible courant (non adaptée à courant élevé) et la non-proportionnalité de la perte de capacité en fin de décharge. Il est à noter que ces écarts ne sont pas uniquement le fait du caractère « mono-électrode » de notre modèle, et dont il conviendrait de rechercher les origines, à commencer par le modèle de base de Newman lui-même. Afin de réduire les erreurs en tension, une amélioration du modèle permet de modifier les chutes de tension attribuables au transfert de charge tout au long de la décharge. Cette amélioration réduit énormément les erreurs de tension commises surtout pour les technologies LTO et NMC et permet de modéliser correctement la dynamique à fort courant. Les dernières sous-parties analysent la sensibilité des paramètres. Il est clair que la configuration du modèle à l'aide de courbes de décharge à fort ou faible courant va fortement influencer les erreurs commises par le modèle. Afin d'avoir une bonne description, il est fortement conseillé d'utiliser des courbes de décharge avec des écarts importants en courant. Plusieurs optimisations sur les différents paramètres sont facilement exécutables permettant de réduire les erreurs en tension ou en capacité.

Ce modèle peut être utilisé dans différentes simulations « systèmes », comme des simulations temps-réels, des simulations de dimensionnement, des simulations de contrôle ou même d'électronique de puissance. On va justement pouvoir l'utiliser dans la dernière partie de cette thèse qui concerne le contrôle et la gestion du système dans la centrale. Il est logiquement proposé de conclure ces travaux en présentant des outils plus complets de dimensionnement du système hybride. La principale question qui sera traitée lors de ce chapitre est la gestion du système en suggérant une architecture de contrôle à différents niveaux (réseau, stockage et électronique de puissance) permettant d'optimiser le dimensionnement à l'aide de données réelles d'un site non hybridé.

Chapitre 4 : Dimensionnement et gestion du système de stockage

1. Introduction

L'intégration d'un système de stockage dans un cycle combiné doit améliorer l'opérabilité de la centrale en diminuant les temps de réponse, en augmentant les réserves de puissance ou même en réduisant les systèmes devenus redondants. On imagine dès lors une utilisation multi-services répondant à tous les besoins de la centrale et augmentant sa rentabilité. Ce critère « multi-services » exige un fort investissement dans la gestion et le contrôle de la centrale hybride, afin de créer un produit non plus générique mais particulier et adapté aux fonctionnalités choisies. La spécification de l'usage est nécessaire afin d'optimiser la performance et le dimensionnement. Un autre paramètre important à prendre en compte est le réseau électrique. Par exemple, pour un même système multi-services à destination identique mais déployé dans deux pays différents, le dimensionnement, la configuration et la gestion peuvent être, à cause des grid codes, différents. Le contrôle multi-services proposé dans ce chapitre se focalise sur une centrale hybride française de 430 MW procurant les services d'amélioration de la réponse primaire (QE5) et du black start (QE7) comme services prioritaires et avec les services d'amélioration de la stabilité angulaire transitoire (QE1) et l'augmentation de la capacité maximale de courte durée (DI3) comme services complémentaires.

Comme décrit dans le deuxième chapitre à la figure 2.19, l'architecture du contrôle hybride utilise deux contrôleurs supplémentaires, l'un supervisant l'ensemble de la centrale, appelé contrôleur hybride, et l'autre gérant l'interface avec le système de stockage, appelé contrôleur BESS. Le contrôleur hybride s'occupe de l'interface avec l'opérateur, acquiert les données internes de la centrale et fournit des consignes au BESS. Ces consignes sont qualifiées de « haut niveau » et concernent celles de puissance active, de puissance réactive ou même des séquences prédéfinies. On entend par séquence prédéfinie, une succession d'événements identiques et connus pour laquelle la commande est optimisée. Un exemple est le black start, où la même procédure est répétée et permet d'anticiper les enclenchements ou déclenchements de charges. Le contrôleur BESS a pour objectif de rassembler les informations venant des BMS, des convertisseurs ou des autres contrôleurs de la centrale et de les répartir afin de décongestionner les réseaux informatiques.

Une réflexion sur ce contrôle multi-services permet aussi d'affiner le dimensionnement. En effet, en simulant le contrôle à l'aide de données existantes d'une centrale et en intégrant virtuellement un BESS, on peut préciser les sollicitations et donc le dimensionnement.

La suite logique de ce travail est de spécifier le dimensionnement détaillé du BESS. Dans une première partie, il s'agira de définir la puissance et l'énergie minimale requise pour réaliser le couple de services prioritaires QE5 et QE7, à l'aide d'une méthodologie analytique élaborée à partir du modèle de batterie SPM-1E. Le nombre de cellules calculé doit être comparé à celui du chapitre 2. Cette approche de dimensionnement, utile lors d'une utilisation identique et redondante, est complétée par une analyse sur des données réelles. Cette analyse nécessite la modélisation du contrôle de la centrale hybride qui est décrite dans une seconde partie. A ce niveau de détail, l'unique simulation du contrôleur hybride est suffisante, les autres contrôleurs agissant à des temps relativement courts et exécutant donc parfaitement les ordres. Le contrôleur comprend un algorithme de logique floue, afin de mieux répartir la

consigne et de réaliser le plus de services possibles simultanément. Dans la troisième partie, une optimisation génétique utilisant les données réelles et l'algorithme du contrôleur hybride permet de définir la puissance du stockage et les paramètres de la logique floue en minimisant le retour sur investissement, le risque de pénalité et en maximisant l'utilisation du stockage. Cet algorithme est optimisé à différentes échelles de temps (annuelle et journalière). Finalement en dernière partie, une étude permet de mieux décrire la stratégie utilisée localement au niveau du convertisseur. Ce sont les boucles de régulation en courant et en tension, combinées aux limitations intrinsèques qui y sont discutées.

2. Méthodologies de dimensionnement du stockage électrochimique

2.1. Les indicateurs et les méthodologies lors d'un dimensionnement

Beaucoup de références concernant le dimensionnement de systèmes BESS existent pour des applications photovoltaïques ou éoliennes. La source (Y.Yang, 2018) analyse et regroupe les différentes approches de dimensionnement.

2.1.1 Les différents indicateurs

Lors de la spécification d'un BESS, l'indicateur le plus souvent employé est financier et concerne logiquement le retour sur investissement de la solution. Ce critère permet de comparer différentes technologies de stockage et différentes alternatives sans pour autant avoir de fortes similitudes entre les solutions. La performance est souvent évaluée à l'aide d'un unique paramètre financier comme la valeur actuelle net (Net Present Value, NPV) ou le coût actualisé de l'énergie (Levelized Cost of Energy, LCOE) du système qu'il faut, respectivement, maximiser ou minimiser. Il est alors nécessaire de prendre en compte, à minima, les coûts d'investissement actualisés du système avec un taux d'inflation classique de l'énergie (environ 3%) et les coûts d'exploitation et de maintenance. On peut aussi y intégrer les coûts de remplacement (proche du coût d'investissement des cellules) et de recyclage.

Un second indicateur peut être un indicateur de performance technique. Il est représenté à l'aide d'une valeur binaire répondant à un requis technique, comme, « la fréquence est-elle restée dans sa plage de fonctionnement nominale ? ». Dans ce cas, l'optimisation envisageable est la minimisation des cellules en validant constamment le requis. Comme l'explique (Y.Yang, 2018), ce critère est souvent traduit en contrainte dans une méthodologie de dimensionnement. Pour les cellules de stockage électrochimique, un autre critère sur l'état de santé (SoH) est aussi régulièrement utilisé. Il consiste à limiter des paramètres comme le C-rate, le SoC en veille du système ou le taux de décharge pour minimiser le vieillissement cyclique et calendaire.

2.1.2 Les approches possibles

Il existe trois grandes approches lors d'un dimensionnement d'un système de stockage, la méthode probabiliste, la méthode analytique ou la méthode par approche directe. Bien entendu, les trois peuvent être combinées pour créer une méthodologie hybride.

La démarche probabiliste utilise les données statistiques pour créer un modèle du réseau électrique. On extrapole ensuite des profils de décharge ou un modèle de risque que l'on utilise pour dimensionner le système. Un exemple simple peut être montré à l'aide de la réponse primaire. RTE met à disposition la mesure de la fréquence échantillonnée toutes les 10 secondes dont on peut facilement extraire les paramètres probabilistes. On peut alors à l'aide de ces données calculer et extrapoler différentes contributions d'un système régulé avec un

statisme en fréquence (simulation de Monte Carlo). Le dimensionnement du stockage est obtenu en minimisant le risque dans tous les scénarios étudiés.

La démarche analytique optimise le dimensionnement de façon itérative en changeant les paramètres du stockage. Cela permet une cartographie du (ou des) critère(s) de performance en fonction des paramètres et une évaluation de leur sensibilité. On peut par exemple comparer différentes stratégies et regarder l'incidence sur le dimensionnement. L'inconvénient est l'emploi d'une grande capacité de calcul et donc un compromis avec la résolution de la solution.

La démarche par approche directe est identique à celle de la méthode analytique mais avec une convergence vers la solution optimale à l'aide d'optimisations mathématiques ou heuristiques. L'optimisation mathématique utilise des méthodes de résolution comme l'algorithme du gradient ou la méthode de Newton, contrairement aux méthodes heuristiques qui utilisent des algorithmes génétiques, de la recherche tabou, etc. La figure 4.1, extraite de (Y.Yang, 2018), résume les différentes approches de dimensionnement utilisées pour des systèmes BESS intégrés à des systèmes EnR.

Summary of the pros and cons of BESS sizing techniques.

Technique (Time Horizon)	Implementation	Pros	Cons
Probabilistic (depends on data resolution, more likely intra-hour, hourly data for long duration)	- Generates synthetic weather resources and PV/wind power generation data - Generates synthetic scenarios for stochastic optimisation	- Overcomes the restriction of limited data availability - Gives results with confidence levels	- Accuracy relies on the availability of historical data - May require computational extensive resources
Analytical (Applications for optimisation horizons ranging from repeated intra-hour simulations to several years assessment)	- Direct calculation based on intuitive criteria - Repeated computation/simulation with fixed intervals - Sensitivity analysis	- Better visualization with the change of battery sizes - Strong flexibility for all criteria and simulation environments	- Computational intensive - May miss global optimum if the data resolution is not high enough
Mathematical optimisation (Applications for hourly, intra-day or daily optimisation)	- Linear, mixed-integer, quadratic programming problems - Problems that can be linearized - Problems that can be solved by numerical methods	- Strong capability to find the global optimum - Fast convergence and high robustness for linear problems	- High efficiency limited to linear/mixed-integer/quadratic programming problems - Linearization may require extra derivations - Explicit mathematical formulation required
Heuristic (Applications for hourly, intra-day or daily optimisation)	- Non-linear optimisation problems - Apply nature-inspired algorithms such as GA, PSO, Tabu search and Bat Algorithms	- Strong flexibility to solve all optimisation problems - Avoid complicated derivatives - Use less computational resources - Simple implementation - Large assortment of algorithms - Combines strengths of different methods - Improves robustness and ensures global optimum found	- May converge in local optimum instead of global optimum - Less robustness and accuracy for linear problems
Hybrid (Applications for hourly, intra-day or daily optimisation)	- Decoupled methods combined sequentially - Hybridisation of different methods in a coupled way		- Likely to increase the complexity - May require high computational resources than heuristic methods

Figure 4.1 : Bilan des méthodologies de dimensionnement pour les BESS. Source : (Y.Yang, 2018)

2.2. L'utilisation d'une méthodologie analytique

2.2.1 Application d'une méthodologie analytique intégrant le modèle SPM-1E

Afin d'affiner le pré-dimensionnement du tableau 2.6, il est proposé dans cette section d'employer une méthodologie analytique intégrant le modèle SPM-1E. Les critères choisis sont le coût du système et la validation des requis techniques (QE5 et QE7). On réduit ce problème multi-objectifs en une optimisation unique du coût intégrant les requis de réponse primaire, à savoir le profil 2.16.a, et du blackstart, à savoir trois fois le profil 2.16.b. Les autres indicateurs comme la sécurité, le poids et le volume n'ont pas de rôle prépondérant en raison de la nature stationnaire de l'application. D'autres indicateurs comme le SoC optimal et la profondeur de décharge (DoD, Depth of Discharge) sont calculés afin d'appréhender l'impact sur le vieillissement.

La méthodologie de dimensionnement est proche de celle proposée dans (I.San Martin *et al.*, 2018). Dans cette référence, la première phase analyse les données météorologiques (approche plus probabiliste), tandis que, la seconde, calcule à l'aide d'une boucle d'itération le

nombre de cellules. Il est à noter que l'intégration des rendements des équipements en fonction du point de fonctionnement apporte une meilleure description du système. Par rapport à cet article, la méthodologie proposée ici, se concentre sur la deuxième phase et intègre un modèle électrique plus précis de la batterie Li-ion. Une meilleure précision peut aussi être obtenue en connectant au modèle électrique, un modèle thermique, comme l'explique (A.Samba, 2015), et un modèle de vieillissement, comme implémenté dans (M.Astaneh, 2018). Comme le modèle SPM-1E utilise une hypothèse de température constante, seul le vieillissement est introduit dans la méthodologie. La méthodologie analytique présentée se concentre sur le dimensionnement des éléments de la batterie en intégrant les pertes des câbles, des transformateurs et du convertisseur. Le choix des courbes de vieillissement standard a été fait pour ces travaux. Le modèle de vieillissement vise à améliorer la méthodologie, bien entendu, un modèle de vieillissement plus détaillé peut être intégré pour obtenir des résultats bien plus précis.

Le logigramme de la méthodologie est présenté figure 4.2. Elle admet comme unique donnée d'entrée le profil corrigé à l'aide des pertes de conversion et de transport de l'énergie. Les autres paramètres, variables lors de l'optimisation, sont la capacité vieillie, en fonction du SoC et du DoD, le nombre de cellules minimisé, la technologie de cellules et le rendement des systèmes. Il est possible d'ajouter des contraintes sur la tension des cellules pour s'adapter aux solutions existantes des fournisseurs ou sur les limites physiques des équipements (tension, courant, puissance, etc.). Les données de sortie de la méthodologie sont le nombre de cellules, le SoC optimal, le DoD prévu, la durée de vie attendue et le couple énergie - puissance du système BESS calculé à l'aide du C-rate de la cellule.

La méthodologie de dimensionnement comprend deux boucles d'itération. La boucle externe (à droite) modifie les paramètres des équipements, comme les caractéristiques de la batterie, et la puissance délivrée par la batterie. Cette boucle est activée uniquement pour comparer différentes technologies (NMC, LFP, LTO, etc.) ou différents PdC en modifiant les pertes et l'efficacité du système de stockage. Le point commun de chaque comparaison est uniquement le profil d'entrée. La boucle interne (côté gauche) optimise la taille de la batterie, en augmentant ou en réduisant le nombre d'éléments. Les premières étapes de la boucle interne doivent estimer la diminution de capacité pendant la période d'utilisation souhaitée avec le modèle de vieillissement. Le vieillissement calendaire est calculé avec le paramètre SoC renvoyé par le modèle électrique et le vieillissement cyclique est calculé en fonction de la fréquence d'utilisation des services. Ces facteurs de vieillissement sont obtenus à l'aide de la fiche technique du fournisseur et d'un modèle de vieillissement simple, comme décrit dans (E.Sarasketa-Zabala *et al.*, 2013). Puis, la capacité altérée de la cellule et le profil corrigé sont les entrées du modèle SPM-1E. Le modèle électrique est exécuté pour optimiser le nombre de cellules et pour calculer le SoC ou le DoD. L'itération de l'algorithme est arrêtée lorsque la variation de DoD est inférieure à 0,1 %. L'intérêt d'utiliser cette méthode est de prendre en compte les capacités du système à différents courants et âges et donc de s'affranchir des valeurs moyennes utilisées lors du prédimensionnement (chapitre 2). Il permet un meilleur ajustement du nombre de cellules et facilite la comparaison entre les différentes technologies de cellules (NMC, LFP, LTO) et le type de cellule (énergie ou puissance).

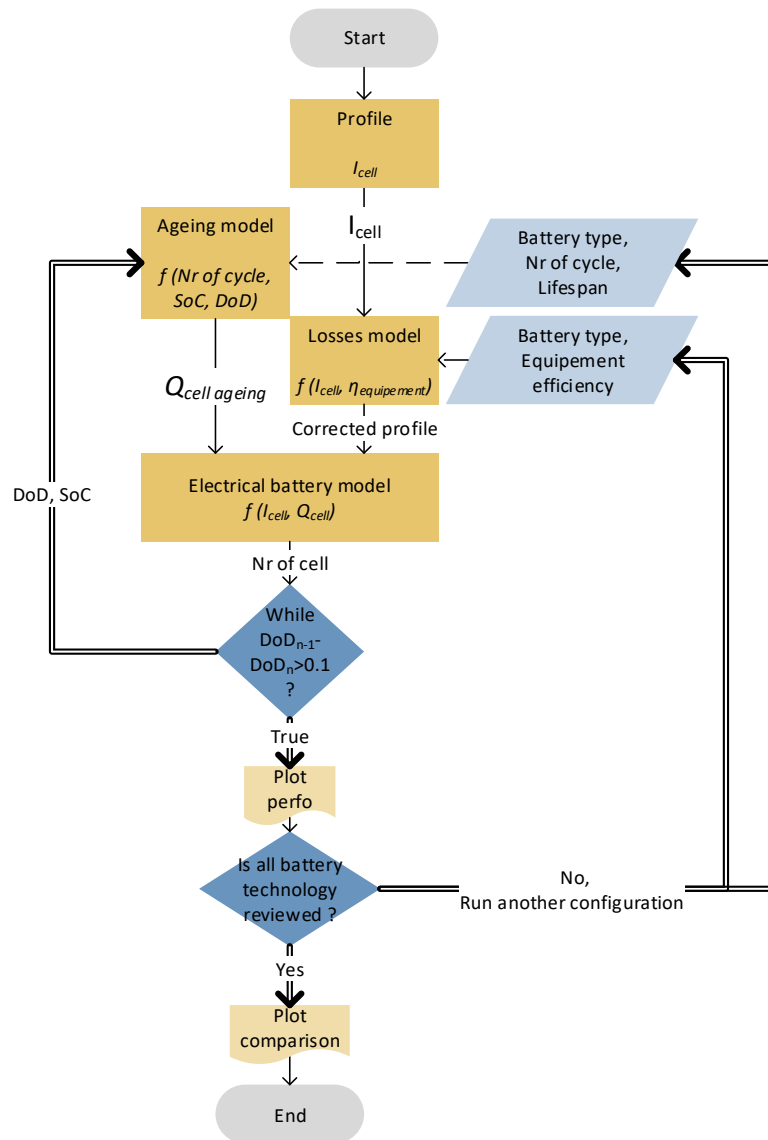


Figure 4.2 : Logigramme de la méthodologie de dimensionnement.

2.2.2 Les résultats

Afin d'appréhender les bénéfices de cette méthodologie, il a été choisi de reprendre le cas de dimensionnement expliqué au chapitre 2 section 4.1.1. Dans ce cas, la situation critique est de fournir une réponse primaire hybride puis, lorsque le réseau s'est effondré, essayer de démarrer la centrale à l'aide de la batterie et n'y arriver qu'au bout du troisième essai. Le dimensionnement obtenu peut être alors comparé aux résultats du tableau 2.6. Pour montrer l'apport de tous les modèles implémentés dans cette méthodologie, à savoir le modèle SPM-1E, le modèle de pertes et le modèle de vieillissement, le tableau 4.1 présente les résultats dans ces différentes configurations. Le modèle statique de pertes correspond à un rendement constant de 90% du système de stockage. Le modèle dynamique prend en compte le point de fonctionnement et donc les rendements du transformateur et du convertisseur. Le modèle de vieillissement intègre un vieillissement cyclique, fixé à 2500 cycles (à 100% de DoD) pour la cellule LFP, 30000 cycles pour la cellule LTO et 1800 cycles pour la cellule NMC, ainsi qu'un vieillissement calendaire, fixé à 20% en 10 ans avec un SoC de 100% quelle que soit la cellule. Cela signifie que soit après 2500 cycles, soit après 10 ans maintenue pleinement chargée, une cellule LFP doit être échangée car ayant subi une perte de capacité importante (20%). On néglige le vieillissement en puissance qui est de l'ordre de quelques pourcents en 10 ans, et

nous ne prenons en compte que celui sur la capacité. Il est à noter que l'hypothèse sur le vieillissement calendaire de la technologie LTO, identique aux autres cellules, semble forte d'après l'étude de (M.Dubarry *et al.*, 2018). Finalement dans notre méthode, les deux vieillissements se cumulent, ce qui implique que pour limiter le vieillissement, il faut diminuer à la fois le DoD mais aussi le SoC. Ce qui est ressenti dans le tableau 4.1 entre le dimensionnement à 5 ans et à 10 ans et décrit ci-après.

Tableau 4.1 : Résultats économiques de notre cas d'étude obtenus à l'aide de la méthodologie de dimensionnement

Hypothèses	LFP	LTO	NMC
Prédimensionnement (chapitre 2)	4 200 k€	3 200 k€	3 100 k€
Avec modèle statique de perte sans modèle de vieillissement	4 100 k€	3 250 k€	3 050 k€
Avec modèle dynamique de perte et sans modèle de vieillissement	4 000 k€	3 150 k€	2 950 k€
Avec modèle dynamique de perte et avec modèle de vieillissement (5 ans)	4 000 k€	3 550 k€	3 250 k€
Avec modèle dynamique de perte et avec modèle de vieillissement (10 ans)	4 400 k€	3 750 k€	4 000 k€

On remarque une faible différence de prix (inférieure à 5%) entre l'estimation du chapitre 2, celle du modèle statique et celle du modèle dynamique sans vieillissement. L'hypothèse d'un rendement de 90% du système BESS permet de retrouver des résultats cohérents et même légèrement surdimensionnés. La principale « erreur » réalisée lors du prédimensionnement est attribuable à l'utilisation d'une capacité moyenne et statistique. En effet, lors d'une décharge, les courbes de tension montrent que la capacité varie, selon le courant et les cellules, entre 6 et 15 % par rapport à la valeur nominale. Inversement, un élément qui peut faire défaut à notre méthodologie est l'étude sur une très faible population d'échantillon. En effet, en prenant l'exemple de la capacité nominale réelle de la cellule, elle est, dans notre cas, différente de -5 % pour la cellule LFP, +2.5 % pour la cellule LTO et +9% pour la cellule NMC par rapport à celle du fournisseur. Notre dimensionnement étant réalisé sur une cellule unitaire, les données moyennées sur toute une population et obtenues par le fournisseur restent plus précises pour un dimensionnement d'un BESS comprenant environ 100000 cellules. L'utilisation des courbes de décharge du fournisseur, qui prend en compte ces éléments statistiques, est donc importante.

Concernant le vieillissement, il a volontairement été omis lors du prédimensionnement. Pour la cellule LFP, la variation de prix est de 0% pour un dimensionnement à 5 ans et de 10% pour 10 ans. Cela n'est pas surprenant, car le critère limitant lors de la méthodologie est la puissance, il y a donc naturellement un surdimensionnement en énergie qui limite l'augmentation du prix. Les deux autres cellules sont, quant à elles, limitées par l'énergie et il faut donc rajouter beaucoup plus de cellules pour pouvoir fournir ce service en fin de vie. On remarque que cette augmentation est plus forte pour la cellule NMC qui est beaucoup plus sensible à cause du vieillissement calendaire. Pour ces cellules, l'intégration du modèle de vieillissement augmente le prix d'environ 35 % pour la NMC, et de seulement 20 % pour la LTO.

Les résultats de performance pour l'estimation à 5 ans, visible figure 4.3, donnent aussi des informations intéressantes. On peut confirmer en comparant le DoD et le SoC que, contrairement aux deux autres cellules, la cellule LFP est dimensionnée en puissance car elle

n'utilise pas toute l'énergie disponible dans la cellule. On remarque aussi que l'estimation de la durée de vie est de 8.4 ans pour les cellules LFP et NMC et 11.4 ans pour la cellule LTO. Lors de l'étude avec un vieillissement à 10 ans, ces valeurs vont devenir limitantes. Le dimensionnement sera atteint pour les cellules LFP et NMC, premièrement, en diminuant la valeur de SoC et de DoD afin d'atteindre la durée de vie de 10 ans, puis, deuxièmement, en vérifiant que l'énergie utile de la batterie permet de valider le profil. Dans ces deux cas, la conséquence est une augmentation du nombre des cellules. En conclusion, la méthodologie de dimensionnement montre que la cellule NMC est le meilleur choix tant que l'on prévoit une durée de vie inférieure à 9 ans, que la cellule LTO reste une bonne alternative dans tous les cas, et que la cellule LFP reste un mauvais choix, non pas du point de vue de la technologie mais du type de cellule. Dans notre cas, une cellule de type puissance (avec un C-rate > 1) est plus avantageuse qu'une de type énergie (C-rate ≤ 1).

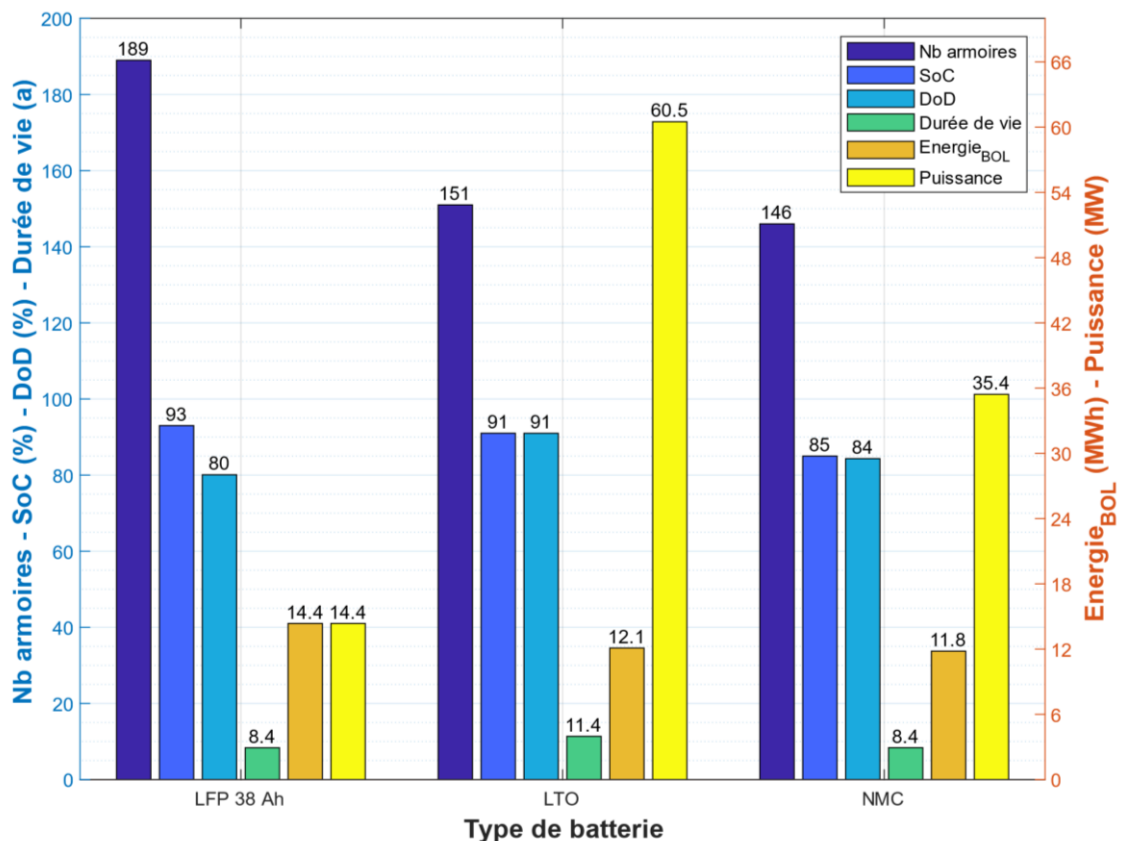


Figure 4.3 : Résultats, de notre cas d'étude à 5 ans, obtenus à l'aide de la méthodologie de dimensionnement

A l'aide de la figure 1.17 qui indiquait les ventilations des coûts de batterie, le coût initial de développement du système de stockage intégré peut être estimé à 8.25 M€ pour la cellule LTO en prévision d'une exploitation sur 10 ans.

3. Stratégie globale et multi-critères de gestion énergétique

Certains enjeux majeurs d'un système hybride sont la gestion des flux de puissance et la gestion des différentes réserves d'énergie. Ces gestions, détaillées dans la suite de ce chapitre, ont déjà été introduites à l'aide de l'architecture de contrôle dans le chapitre 2. Pour rappel, il a été choisi d'utiliser deux contrôleurs permettant, pour le premier, de faire l'interface entre le système de stockage et le réseau de communication de la centrale, et, pour le deuxième, de superviser la gestion des flux de la centrale hybride en déterminant les consignes du BESS.

L'un des objectifs de cette centrale hybride est d'améliorer son opérabilité et sa fiabilité en proposant de nouvelles fonctionnalités, i.e., l'utilisation d'une stratégie multi-critères pour satisfaire un système multi-services.

3.1. Les stratégies de contrôle global d'un système de stockage

3.1.1 Les différentes stratégies

Beaucoup de références travaillent sur la gestion d'un système hybride à l'aide d'un contrôle multi-sources. Par exemple, cela peut être un véhicule (intégrant un moteur thermique et un stockage électrochimique), un stockage pour micro-grid (utilisant des batteries et des piles à combustibles) ou même, une centrale hybride (le plus souvent entre une source EnR et un système BESS). La gestion du système peut se réaliser à l'aide de différentes stratégies, analysées par (T.Mesbahi, 2016) et basées soit sur des méthodes d'optimisation soit sur des règles.

Les stratégies à base d'optimisation peuvent être scindées en deux groupes permettant soit une optimisation globale, soit une optimisation temps réel. Leur objectif est d'assurer en permanence le service demandé en minimisant une fonction, appelée fonction objectif. Les techniques utilisées lors d'une optimisation globale sont semblables à celles mentionnées dans la section précédente, à savoir, les optimisations heuristiques (algorithme génétique, par essaims de particules, etc), la programmation linéaire, la programmation dynamique, etc. La connaissance d'un profil de charge est nécessaire pour permettre la convergence vers un maximum global. Ces méthodes n'étant pas utilisables en temps réel, la gestion en ligne à base d'optimisation se fait à l'aide de stratégies de commande optimale, de minimisation de consommation équivalente (« Equivalent Consumption Minimization strategy ») ou de programmation non-linéaire (contrôle par passivité, etc). Ces méthodes permettent certes de fournir la solution optimale avec beaucoup de robustesse mais demandent beaucoup de ressources de calculs et d'efforts de mise en œuvre.

Les stratégies à bases de règles reposent sur l'expérience et l'analyse du comportement du système. Elles sont utilisables à l'aide de logique floue, de réseau de neurones ou de règles déterministes comme le chemin le moins résistif ou la stratégie fréquentielle. Elles sont facilement implantables dans les contrôleurs et ne nécessitent pas de profil. Cependant, leur principal inconvénient est l'absence de solution optimale. En effet, contrairement aux méthodes précédemment citées, c'est l'expertise et l'analyse qui permettent la création de règles qui doivent s'adapter à une multitude de situations. On peut prendre l'exemple d'une stratégie fréquentielle utilisée pour assurer la réponse primaire avec un système hybride (CCGT et BESS). La règle est alors de diviser toutes les sollicitations soit en hautes fréquences, fournies avec la source de puissance (ici le BESS), soit en basses fréquences, fournies avec la source d'énergie (ici la CCGT). L'amélioration ressentie sera une moins forte sollicitation de la turbine à gaz, donc une opérabilité améliorée et un vieillissement moins important. La principale question qui se pose est la fréquence de coupure du filtre, celle-ci peut être optimisée à l'aide d'un historique des données et de modèles, de la centrale et du système de stockage. Et malgré une expertise pour configurer ces paramètres, la variation de la fréquence du réseau reste aléatoire et donc la fréquence de coupure de notre système reste non optimale.

3.1.2 Les hypothèses et contraintes

Afin de proposer une stratégie de gestion du système de stockage, il me semble nécessaire de résumer les contraintes et hypothèses formulées dans les deux premiers chapitres.

Le système hybride est composé d'une source principale (la CCGT) et d'une source secondaire (le BESS). La source principale a un réservoir d'énergie infini, une puissance importante (90% de la puissance totale du système) et un temps de réponse lent (une dizaine de secondes). La

source secondaire est une source avec un réservoir limité, une puissance réduite à 10% et un temps de réponse instantané. L'exploitation de la source principale étant complexe, l'hybridation doit éviter de modifier son fonctionnement, ses régulations ou son aménagement. Cette contrainte réduit fortement le degré de liberté sur la gestion de la source hybride en diminuant les interactions possibles entre les deux sources. Mais, *à contrario*, cela permet de fortement améliorer la transparence d'utilisation pour l'opérateur de centrale. Quant à elle, la gestion du stockage doit principalement optimiser le coût d'intégration et la durée de vie en évitant les possibles pénalités. Ces choix imposés consentent à intégrer le système de stockage comme un accessoire de la centrale, ce qui diminue les coûts, facilite l'hybridation mais réduit les bénéfices de l'hybridation.

En raison de la faible valeur en puissance du système de stockage, la dynamique de la centrale hybride reste proche d'une centrale conventionnelle. En effet, l'utilisation du stockage pour obtenir une amélioration de la dynamique doit être obligatoirement et progressivement soutenue par une variation identique de la source principale. L'intention est de ne pas surcharger le stockage qui, en plus de réaliser sa fonction, ne doit pas compenser la source d'énergie.

La gestion du système de stockage pour réaliser les services hybrides, énumérés dans le tableau 2.1, est commandée à l'aide de signaux :

- Mesurés à ses bornes (P, Q, f, V, etc) : ce qui permet d'implanter des régulations PI ou du statisme. Il est à noter que le dimensionnement est généralement prévu pour un cas critique. En réalité, l'utilisation quotidienne du service est réalisée à une fréquence et intensité plus faible laissant une réserve d'énergie permanente dans le stockage.
- Prédéfinis : où chaque étape est connue et ne changera pas, comme par exemple pour le black start. Dans ce cas, le dimensionnement est optimal et réduit l'énergie utile du stockage au strict nécessaire.

Selon les services choisis et donc le type de commande, il y aura un surdimensionnement du stockage, ce qui peut permettre l'utilisation d'une partie de l'énergie et/ou de la puissance pour fournir ponctuellement un autre service.

Finalement, notre ambition reste de créer un système multi-service avec une identité permettant de le différencier d'autres solutions (BESS autonomes). Avec les changements d'opérabilité des réseaux à venir, ce même système pourrait avoir un intérêt plus important. Car étant intégré à la centrale, il augmente sa fiabilité tout en permettant de faire la transition entre les systèmes rapides, à réservoir et puissance limités, et les sources lentes conventionnelles. Il est difficile avec la diversité de législations des réseaux de se projeter sur le devenir d'un tel système mais il est probable qu'il puisse y jouer un rôle. Des modifications futures sur la gestion du système doivent être envisagées et réalisables pour toute centrale hybride déjà construite. Il est donc important de définir une stratégie qui soit adaptable, dans le temps et selon les projets, et qui soit multi-services avec des fonctionnalités prioritaires et complémentaires.

3.1.3 La stratégie proposée pour le système centrale CCGT hybride

La double contrainte d'une stratégie de modularité et de multi-service impose l'utilisation d'une stratégie déterministe à base de règles. En effet, ce choix est guidé par la facilité d'implémentation dans la centrale et de modifications au cours du temps. Cette stratégie déterministe va lier de la logique floue, des régulations classiques (PI et statisme) et aussi un « gestionnaire d'énergie ». La volonté de référencer les services en deux groupes (prioritaires et complémentaires) permet d'intégrer différentes gestions. Les fonctionnalités prioritaires doivent être réalisées, comme le nom l'indique, de façon prioritaire, même simultanément afin d'éviter des pénalités alors que les services complémentaires sont utilisés lors d'une diminution de l'activité pour augmenter les bénéfices. Il est important de noter que pour favoriser une

utilisation multi-service, on va virtuellement scinder et commander le système BESS comme plusieurs éléments de puissance et d'énergie distincts dont la somme est équivalente aux caractéristiques nominales. Il est alors logique d'implanter dans le contrôleur hybride une stratégie de gestion de l'énergie (①), une stratégie de gestion de la puissance des services prioritaires (②) et une stratégie de gestion de la puissance des services complémentaires (③), comme visible sur la figure 4.4. Une dernière gestion, locale celle-ci, non-visible sur cette figure et détaillée dans la section 5, est nécessaire. Il s'agit de celle du convertisseur qui permet de réaliser des services comme l'inertie synthétique à l'aide d'une gestion électrique plus fine, plus rapide et impossible à piloter avec le contrôleur hybride (à cause du long temps de rafraichissement de 40ms).

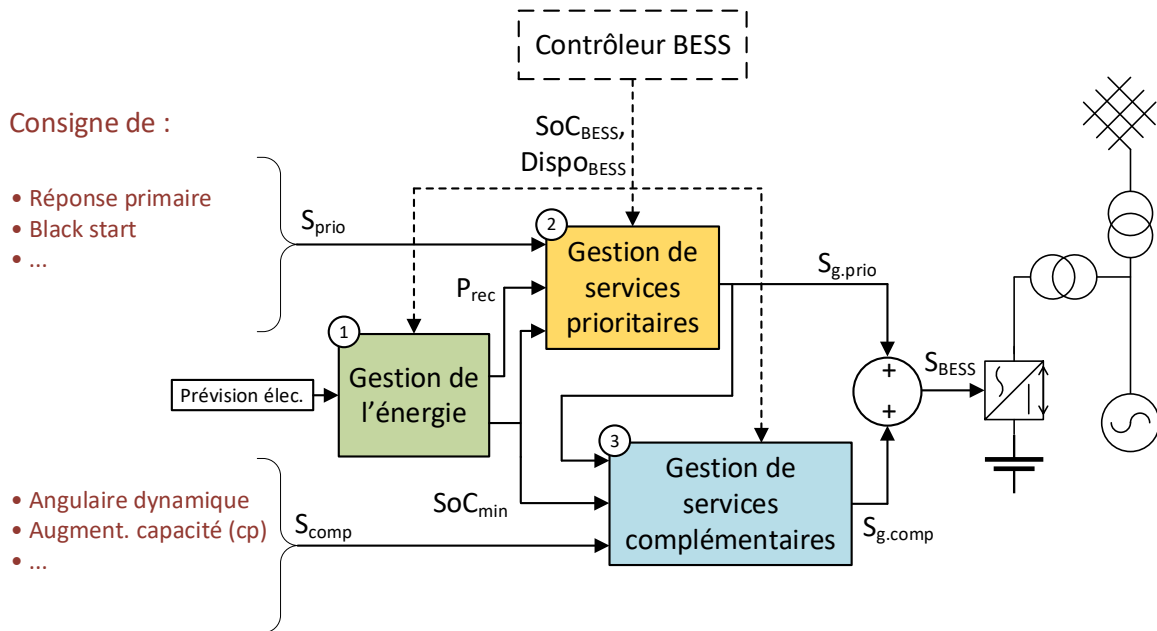


Figure 4.4 : Stratégie de gestion du système hybride

Chaque service possède sa propre régulation hybride dont les grandes lignes ont été présentées dans le chapitre 2. Par exemple, la figure 4.5 présente la stratégie pour calculer la consigne du BESS pour une réponse primaire hybride (comme détaillée au chapitre 2). Le calcul de chaque consigne est fait indépendamment des autres ce qui renforce la notion d'adaptation de la gestion multi-service. En effet, la modification ultérieure d'un service peut être indépendante, via sa propre boucle de régulation. La gestion globale reste réalisée dans le gestionnaire de service aval.

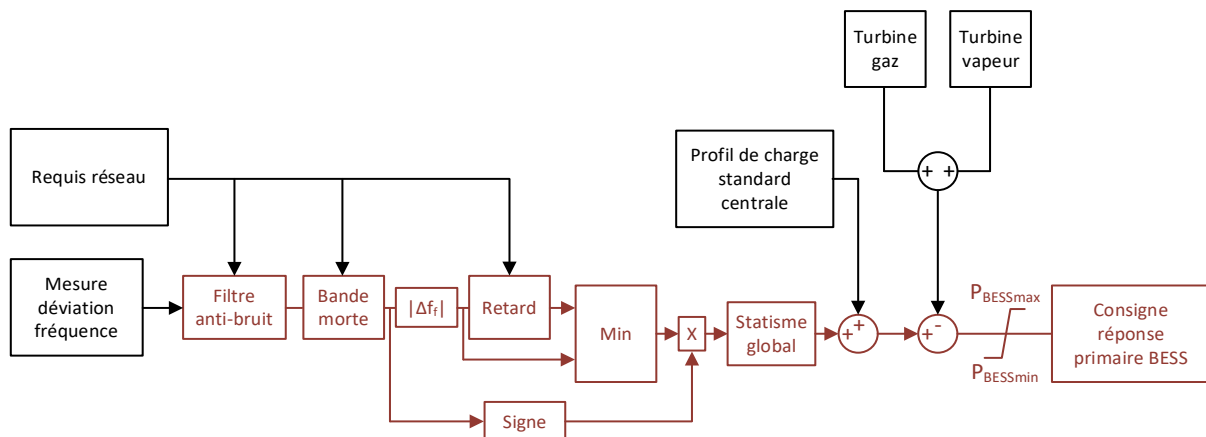


Figure 4.5 : Régulation du BESS pour un service de réponse primaire hybride

La stratégie de gestion d'énergie (①) a comme principale fonction la recharge ou le maintien à un SoC du système de stockage. Cet aspect, très important pour un système de stockage, n'est pas considéré comme un service car il est intrinsèque à tout système de stockage. Dans la suite, une distinction est considérée entre une recharge forcée pour réaliser un service et une charge nécessaire vers un SoC pour minimiser la dérive énergétique. Cette gestion d'énergie doit aussi permettre de réduire le vieillissement des cellules, c'est-à-dire, en conservant le BESS à un SoC médian et en permettant des recharges/décharges douces afin d'éviter les forts courants. Pour cela, un calcul, fonction de la disponibilité des armoires batteries, du vieillissement estimé par le BMS et des services réalisés, permet de calculer un SoC optimal et un SoC minimum pour réaliser une recharge dont le principe est expliqué dans (J.Tan & Y.Zhang, 2017) (Adaptative SoC-feedback control). A savoir que le SoC minimum est la réserve d'énergie minimale qu'il est nécessaire de garder pour effectuer les services prioritaires prédéfinis (dans notre cas, le black start). L'utilisation d'une partie de cette réserve peut entraîner des pénalités suite à la non-faisabilité du service prioritaire. Finalement, un « permissif opérateur » a été inséré afin de permettre une charge, court-circuitant les prévisions des coûts de l'énergie électrique comme le présente la figure 4.6.

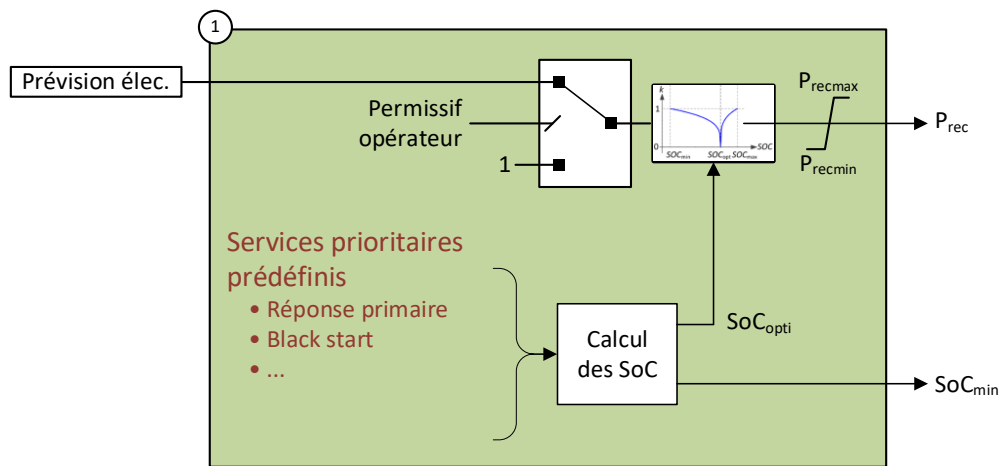


Figure 4.6 : Gestionnaire d'énergie de la stratégie proposée

Le gestionnaire des services prioritaires (②) permet de créer, à partir des consignes des services prioritaires, une consigne unique. Pour cela, on utilise des sommes, pour les services pouvant se réaliser simultanément, ou des commutateurs, entre les services indépendants (cf tableau 2.5 et figure 4.7). Les signaux provenant d'autres contrôleurs ou gestionnaires permettent alors de limiter la puissance en fonction de la disponibilité du BESS, réserver l'énergie des services prédéfinis et maintenir la batterie au SoC optimal. En effet, la charge volontaire, via Prec, est à réaliser après les services prioritaires mais avant les services complémentaires comme le montre la figure 4.7.

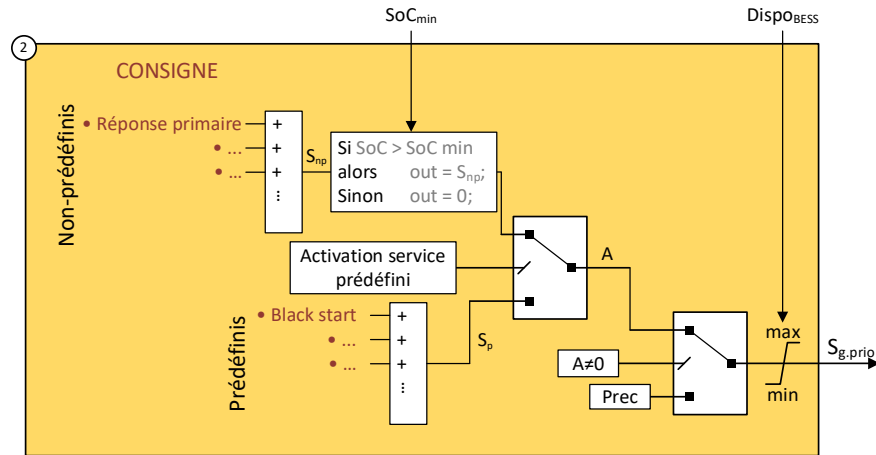


Figure 4.7 : Gestionnaire des services prioritaires de la stratégie proposée

Le dernier gestionnaire (③) est celui des services complémentaires. Ces services complémentaires qui, par principe n'existent que pour améliorer l'hybridation et la rentabilité du système, ne subissent pas de pénalités et peuvent intégrer des algorithmes plus performants afin de déterminer si leur sollicitation n'handicape pas les fonctionnalités prioritaires. De nombreuses références, comme (Buzila, 2015), (T.Do-Minh *et al.*, 2014) ou (H.Kanchev, 2014), utilisent la logique floue pour orienter la décision et générer les différents flux de puissance. Cette stratégie est particulièrement adaptée dans notre cas, en effet, elle permet de préciser les transitions entre deux états différents : 1/ Interdiction et 2/ Permission des services complémentaires. L'approche graphique et méthodologique, présentée par (Buzila, 2015), est utilisée par la suite. On peut déjà entrevoir les différents paramètres sur lesquels la logique floue va se baser ; comme l'état de charge du BESS ou la disponibilité des convertisseurs, et l'action d'autorisation de ces services qui varie entre 0% et 100% de la puissance disponible. La prochaine section détaille cet algorithme de logique floue implanté dans le gestionnaire complémentaire.

3.2. La logique floue intégrée à la stratégie de contrôle

3.2.1 Le contrôle par logique floue

On trouve énormément de définitions de la logique floue sur internet. J'ai choisi de réutiliser celle donnée par Raphaël Richard sur 24pm.com (plateforme de formation sur l'intelligence artificielle): « Elle découle d'une simple observation : les gens prennent des décisions basées sur des informations imprécises et non numériques. Les modèles ou ensembles flous sont des moyens mathématiques de représenter des informations vagues et imprécises (d'où le terme flou). Ces modèles ont la capacité de reconnaître, de représenter, de manipuler, d'interpréter et d'utiliser des données et informations vagues et peu sûres. ». Cette logique, similaire à la pensée humaine, permet donc de prendre des décisions malgré des incertitudes. Beaucoup de références décrivent les principes et la mise en œuvre comme (F.Chevrie & F.Guély, 1998), (J.C.De Barros *et al.*, 2005a) et (J.C.De Barros *et al.*, 2005b).

La théorie des ensembles flous a permis de créer la notion d'appartenance partielle à un ensemble. Cette appartenance graduelle est réalisée à l'aide de fonctions appelées fonctions d'appartenance, dont la valeur de sortie, i.e. le degré d'appartenance, est comprise entre 0 (signifiant une exclusion) et 1 (signifiant une appartenance). Ces fonctions doivent être linéaires par morceaux afin de simplifier leur utilisation et vont permettre de décrire le contour de l'ensemble flou. Prenons l'exemple de l'ensemble flou de l'état de charge d'une batterie, visible sur la figure 4.8. Il est considéré comme « petit » lorsqu'il est inférieur à 10%, comme moyen à 50% et comme grand au-delà de 90%. Lorsqu'il est à 20%, on peut le considérer

comme petit à 70% et moyen à 30%. Ces frontières floues sont établies à l'aide d'une expertise du système et d'une analyse de son environnement.

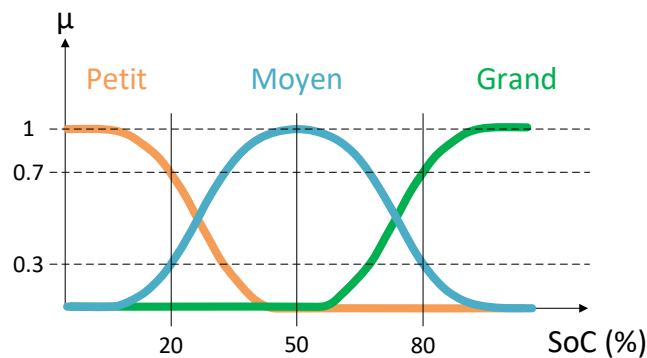


Figure 4.8 : Exemple de fonction d'appartenance de l'état charge d'une batterie

Ces fonctions d'appartenance sont à définir aussi bien pour les paramètres d'entrées (SoC, puissance disponible, déviation de fréquence, etc) que pour les paramètres de sorties (valeur de consigne, variable de décision, etc). Le calcul par logique floue se construit en trois étapes ; la fuzzification (changement du domaine réel au flou), les inférences et la défuzzification (changement du domaine flou au réel). L'inférence est un mécanisme permettant de calculer dans le domaine flou. Le mécanisme d'inférence le plus utilisé est celui de Mamdani et permet à l'aide de règles, appelées règles floues, comprenant des opérateurs logiques (intersection, union ou complément), de calculer le degré d'activation, l'implication et l'agrégation. Les règles floues sont généralement constituées de la façon suivante : SI « prédicat » ALORS « conclusion ». Le degré d'activation est l'évaluation du prédicat comprenant des combinaisons logiques. L'évaluation est réalisée à l'aide des fonctions minimum ou maximum selon les opérateurs logiques. L'implication est le calcul, dans l'espace flou, de la fonction d'appartenance de sortie à l'aide du degré d'activation précédemment déterminé. L'agrégation est l'opération qui détermine le maximum entre les fonctions d'appartenance de sorties pour chaque règle. Finalement, la défuzzification est réalisée avec un calcul du centre de gravité de l'agrégation obtenue. Pour plus de détails, il est conseillé de se référer à (F.Chevrie & F.Guély, 1998).

La méthodologie utilisée par la suite (de 3.2.2 à 3.2.8) est celle de (Buzila, 2015) et comprend 7 étapes :

1. Elaboration du cahier des charges et de la spécification du système
2. Détermination des paramètres d'entrée et de sortie du contrôleur flou
3. Représentation graphique des lois floues à l'aide de graphes fonctionnels
4. Création des fonctions d'appartenance
5. Conversion des graphes fonctionnels en graphes opérationnels
6. Extraction des règles de gestion
7. Evaluation de la gestion énergétique à l'aide d'indicateurs de performances

3.2.2 Elaboration du cahier des charges et de la spécification du système

Le cahier des charges et les spécifications étant rappelés dans la section 3.1.2, on ne s'intéresse qu'à la description des objectifs dans ce paragraphe. Les deux principaux objectifs de ce système hybride sont :

- Réduire le coût d'investissement et d'exploitation : à l'aide de recharge intelligente et de contrôle hybride permettant de réduire le dimensionnement initial mais aussi le vieillissement cyclique ou calendaire.
- Améliorer les performances de la centrale : à l'aide de deux catégories de services, prioritaires et complémentaires (cf. chapitre 2).

3.2.3 Détermination des paramètres d'entrée et de sortie du contrôleur flou

On trouve facilement ces paramètres sur la figure 4.4 ou à l'aide de la section 3.1.3 et ils sont résumés dans le tableau 4.2

Tableau 4.2 : Contraintes et paramètres de la stratégie de gestion d'énergie

OBJECTIFS	CONTRAINTES	MOYENS D' ACTIONS
Réduire l'investissement	→ Prévisions des prix de marchés → Estimation du SoC optimal → Permissif client	P_{REC}
Améliorer les performances	→ Consigne des régulations prioritaires → Disponibilité du BESS (puissance et énergie)	$S_{g.prio}$
	→ Consigne des régulations complémentaires → Disponibilité du BESS (puissance et énergie) → Puissance des services prioritaires	$S_{g.comp}$

3.2.4 Représentation graphique des lois floues à l'aide de graphes fonctionnels

Les graphiques fonctionnels ont pour but d'appréhender les lois floues. Ces graphes ressemblent aux graphes opérationnels décrits dans la section 3.2.6. La seule différence entre les deux sections est la dénomination des états et des transitions, les graphes fonctionnels utilisent des dénominations linguistiques tandis que les graphes opérationnels emploient les dénominations des fonctions d'appartenance.

3.2.5 Création des fonctions d'appartenance

L'algorithme de logique floue a pour but de définir la puissance autorisée des services complémentaires. La sortie sera donc un pourcentage (valeur entre 0 et 1) que l'on multiplie à une unique consigne de services complémentaires. Il est donc nécessaire de créer, comme pour le gestionnaire de services prioritaires (figure 4.7), une unique consigne avec des sommations ou commutations entre les différentes régulations complémentaires.

Afin d'avoir une configuration correcte, le choix de quatre ensembles flous semble nécessaire pour la variable de sortie :

- « Des » (désactivé) afin d'interdire l'usage de services complémentaires.
- « F act » (faiblement activé) pour autoriser une utilisation à puissance fortement réduite de ces services.
- « M act » (moyennement activé) pour autoriser une utilisation à puissance réduite de ces services.
- « Act » (activé) pour autoriser une utilisation nominale de ces services.

Concernant les paramètres d'entrées, la stratégie veut que les services complémentaires soient activés selon l'énergie et la puissance de la batterie, la puissance demandée des services complémentaires, et le signe de cette puissance demandée. Par exemple, prenons un cas d'utilisation lorsque le stockage est à un SoC de 20%, que les services prioritaires demandent de fournir 20% de la puissance et que les services complémentaires demandent aussi de fournir 20%. La stratégie floue peut considérer que, comme l'état de charge est faible et que la puissance demandée est positive (convention source), une limitation de la puissance des services complémentaires à 5% est nécessaire. Et ce malgré la capacité d'avoir la puissance initialement demandée. Si la puissance des services complémentaires est négative (convention récepteur), la stratégie autorise la pleine puissance du service complémentaire. Les ensembles flous choisis pour les entrées, visibles sur la figure 4.9, sont donc :

→ pour l'état de charge :

- « V » (vide) lorsque le stockage n'a plus beaucoup d'énergie
- « MV » (moyennement vide) lorsque l'état de charge du stockage est inférieur au SoC optimal
- « M » (moyen) lorsque le stockage est proche du SoC optimal
- « MP » (moyennement plein) lorsque l'état de charge du stockage est supérieur au SoC optimal
- « P » (plein) lorsque le stockage est presque plein

→ pour le signe de la puissance (convention générateur) :

- « Neg » (negatif) indique le signe de la puissance des services complémentaires
- « Zero » (zéro) indique le signe de la puissance des services complémentaires
- « Pos » (positif) indique le signe de la puissance des services complémentaires

→ pour l'amplitude :

- « Faible » indique l'amplitude de la puissance des services complémentaires
- « Moyenne » indique l'amplitude de la puissance des services complémentaires
- « Forte » indique l'amplitude de la puissance des services complémentaires

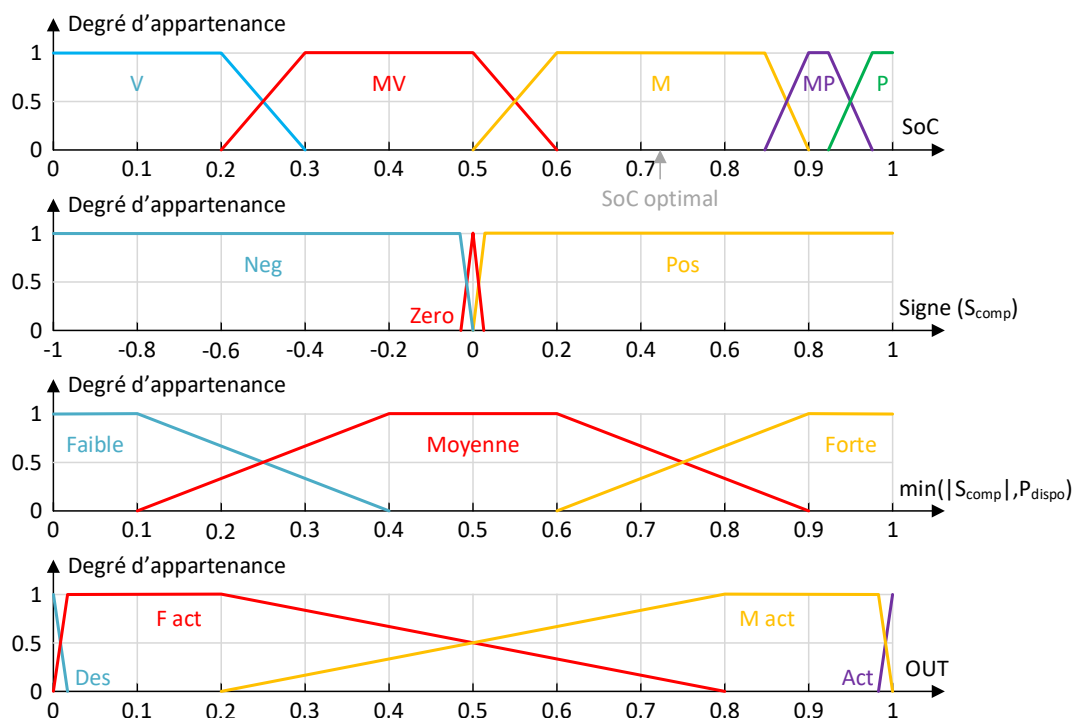


Figure 4.9 : Fonctions d'appartenance des entrées et de la sortie du gestionnaire flou

Il est intéressant de noter que la cumulation de différents services peut entraîner des demandes de puissances opposées aussi bien au niveau du gestionnaire de services prioritaires, que du gestionnaire de services complémentaires ou même des deux. Il est nécessaire de vérifier au cas par cas et de bloquer, si cela est indispensable, l'une des commandes directement au niveau du régulateur du service. Le plus souvent, les constantes de temps des services sont différentes ce qui permet leur réalisation indépendamment les uns des autres malgré un stimulus identique et des puissances contradictoires

On rappelle, comme visible sur la figure 4.4, que la consigne des services prioritaires et la disponibilité des armoires batteries minimisent la puissance des services complémentaires.

3.2.6 Conversion du graphe fonctionnel en graphe opérationnel

Les graphes fonctionnels et opérationnels consistent à répertorier tous les cas d'opération et à y attribuer la ou les variables de sortie. Ce choix, réalisé avec l'expérience ou des optimisations, permet d'augmenter ou de diminuer la fréquence d'utilisation (cf figure 4.10). Dans notre cas, le choix a été de l'augmenter. Par exemple en forçant la sortie à « Act » lorsque l'état de charge est « MV », le signe est « Pos » et l'amplitude est « Faible ». Le cas où le signe de la puissance des services complémentaires est nul n'est pas présenté dans la figure 4.10. Il a été choisi d'imposer une variable de sortie « Des ».

SoC = V	SoC = MV	SoC = M	SoC = MP	SoC = P
Signe (S_{comp}) = Pos $\min(S_{comp} , P_{dispo}) =$ Faible → Des Moyenne → Des Forte → Des	Signe (S_{comp}) = Pos $\min(S_{comp} , P_{dispo}) =$ Faible → Act Moyenne → M act Forte → F act	Signe (S_{comp}) = Pos $\min(S_{comp} , P_{dispo}) =$ Faible → Act Moyenne → Act Forte → Act	Signe (S_{comp}) = Pos $\min(S_{comp} , P_{dispo}) =$ Faible → Act Moyenne → Act Forte → Act	Signe (S_{comp}) = Pos $\min(S_{comp} , P_{dispo}) =$ Faible → Act Moyenne → Act Forte → Act
Signe (S_{comp}) = Neg $\min(S_{comp} , P_{dispo}) =$ Faible → Act Moyenne → Act Forte → Act	Signe (S_{comp}) = Neg $\min(S_{comp} , P_{dispo}) =$ Faible → Act Moyenne → Act Forte → Act	Signe (S_{comp}) = Neg $\min(S_{comp} , P_{dispo}) =$ Faible → Act Moyenne → Act Forte → Act	Signe (S_{comp}) = Neg $\min(S_{comp} , P_{dispo}) =$ Faible → Act Moyenne → M act Forte → F act	Signe (S_{comp}) = Neg $\min(S_{comp} , P_{dispo}) =$ Faible → Des Moyenne → Des Forte → Des

Figure 4.10 : Graphe opérationnel du gestionnaire flou

La création de ce graphe permet directement d'obtenir les règles de logique floue qui sont détaillées dans le prochain paragraphe.

3.2.7 Extraction des règles de gestion

Les règles de logique floue extraites du graphe opérationnel sont :

1. Si SoC == V & S_{comp} == Pos → Out = Des
2. Si SoC == V & S_{comp} == Neg → Out = Act
3. Si SoC == MV & S_{comp} == Pos & $|S_{comp}|$ == Faible → Out = Act
4. Si SoC == MV & S_{comp} == Pos & $|S_{comp}|$ == Moyenne → Out = M act
5. Si SoC == MV & S_{comp} == Pos & $|S_{comp}|$ == Forte → Out = F act
6. Si SoC == MV & S_{comp} == Neg → Out = Act
7. Si SoC == M & S_{comp} == Zero → Out = Act
8. Si SoC == MP & S_{comp} == Pos → Out = Act
9. Si SoC == MP & S_{comp} == Neg & $|S_{comp}|$ == Faible → Out = Act
10. Si SoC == MP & S_{comp} == Neg & $|S_{comp}|$ == Moyenne → Out = M act
11. Si SoC == MP & S_{comp} == Neg & $|S_{comp}|$ == Forte → Out = F act
12. Si SoC == P & S_{comp} == Pos → Out = Act
13. Si SoC == P & S_{comp} == Neg → Out = Des
14. Si $|S_{comp}|$ == Zero → Out = Des

3.2.8 Evaluation de la gestion énergétique à l'aide d'indicateurs de performances

L'évaluation de la stratégie est analysée dans la section 4 à l'aide de données réelles d'une centrale CCGT européenne de 430 MW et d'une optimisation par algorithme génétique. L'optimisation a été utilisée avec trois indicateurs qui sont le retour sur investissement, le taux d'utilisation des services secondaires et un taux de risque. Cette étude reprend notre exemple d'un BESS dimensionné pour réaliser les deux services prioritaires QE5 et QE7 et les deux services complémentaires QE1 et DI3. L'apport du stockage a été modélisé à l'aide de données

réelles, ce qui permet aussi de calculer les revenus des services prioritaires. Les deux services complémentaires n'étant pas rémunérés, c'est le taux d'utilisation de ces services qui permet d'évaluer les bénéfices en indiquant la capacité moyenne à les fournir sur la période de simulation.

Le premier indicateur est un indicateur financier calculé à l'aide de l'équation 4.1 avec un taux d'inflation de 3% :

$$\tau_{RSI} = \frac{(Flux\ des\ revenus\ actualisés - Flux\ de\ dépenses\ actualisées)}{Flux\ de\ dépenses\ actualisées} \quad (4.1)$$

Les flux des revenus actualisés comprennent les gains supplémentaires obtenus grâce à l'hybridation lors d'une réponse primaire hybride et les gains de la réalisation du service black start. Il a aussi été rajouté le coût de la recharge ou les gains en décharge selon le prix du marché de l'électricité. Tandis que le flux des dépenses actualisées comprend les coûts initiaux et les coûts de maintenance actualisés comme estimés par (S.Huntington, 2020).

Le taux d'utilisation moyen est directement accessible à l'aide de la sortie du régulateur flou (cf. équation 4.2). Il est important de noter que la valeur en sortie du gestionnaire est relativement faible à cause de la loi 14 de la logique floue. Il est nécessaire de soustraire les instants où les services complémentaires ne sont pas activés (i.e. la puissance de consigne est nulle) afin d'obtenir uniquement la limitation réalisée par le gestionnaire. Dans notre cas, les deux services complémentaires sont rarement activés, c'est-à-dire, lors d'un court-circuit sur le réseau ou lorsque l'opérateur souhaite avoir un taux de prise de charge de 8%.

$$\tau_{utilisation} = \frac{\int_{année} t(S_{g.comp} \neq 0).dt}{\int_{année} t(S_{comp} \neq 0).dt} \quad (4.2)$$

Finalement, on considère que l'usage de la batterie est risqué lorsque l'énergie restant dans la batterie ne permet pas de réaliser complètement l'un des services prioritaires. Pour le service black start, à partir du moment où l'on utilise une partie de cette énergie on estime que la situation est risquée. Pour la réponse primaire, le risque n'apparaît que lorsque l'on fournit ce service et que l'énergie est insuffisante. Le risque est automatiquement remis à zéro lorsque l'on recharge la batterie jusqu'au SoC optimal. Le taux de risque est donc la moyenne sur la période de cette valeur binaire (équation 4.3).

$$\tau_{risque} = \int_{année} risque.dt \quad (4.3)$$

3.3. L'implémentation dans différents outils d'un constructeur de cycle combiné

3.3.1 Le simulateur temps-réel

Il a été possible d'implanter le modèle SPM-1E et une partie de cette stratégie de contrôle dans les outils de simulation temps-réel de GE. Conformément à la politique de GE Gas Power System, tous les logiciels de contrôle sont testés et validés sur une plateforme de simulation utilisant l'application de modélisation Easy5 avant d'être livrés au site du client. Le système est composé des éléments suivants :

- Unity qui est l'application de configuration permettant de relier le(s) modèle(s) Easy5 au(x) contrôleur(s) virtuel(s). Cet outil permet de créer une configuration spécifique de simulation d'usine, de sauvegarder/restaurer les états et de jouer des scripts automatiques.
- ToolboxST qui est l'application qui permet la configuration et le dépannage des

panneaux de contrôle des unités Mark VIe (turbines, chaudière, BOP, BESS, etc.). Elle possède des fonctions très puissantes de suivi et de surveillance des tendances en plus des capacités de programmation de la configuration.

- Easy5 qui est l'application utilisée pour modéliser, simuler et concevoir des systèmes dynamiques multi-domaines. Cet outil permet donc de créer l'environnement dans lequel le contrôleur agit.

Le modèle SPM-1E a donc été implanté dans la plateforme EASY5 et la logique de contrôle dans la plateforme ToolboxST. Les différents services intégrés dans la plateforme ToolboxST sont la réponse primaire hybridée, l'EFR (Enhanced Frequency Response), l'amélioration du taux de prise de charge et le black start. Concernant la gestion énergétique du système, seuls les gestionnaires d'énergie et de services prioritaires ont été mis en œuvre. La figure 4.11 présente, par exemple, la visualisation de l'écran HMI permettant de vérifier les constantes de la centrale hybride.

	A	B	C	D	E	F	G	H
	Load Design	Droop	Deadband	Primary Reserve	Status	Current Load	Load Setpoint	Primary Load Bias
GT#1	286,00 MW	4,00 % 143,00 MW/Hz	0,02 % 0,01 Hz	28,60 MW	Online	200,20 MW	200,20 MW	0,00 MW
GT#2	286,00 MW	4,00 % 143,00 MW/Hz	0,02 % 0,01 Hz	28,60 MW	Offline	0,00 MW	0,00 MW	0,00 MW
ST	81,80 MW					57,26 MW		
BATT	10,00 MW	0,40 % 40,00 MW/Hz		8,00 MW		0,00 MW	0,00 MW	PFR: 0,00 MW EFR: 0,00 MW
PLANT	367,80 MW	4,02 % 183,00 MW/Hz	0,02 % 0,01 Hz	36,60 MW		257,46 MW	257,46 MW	0,00 MW

A: Load design values

- Gas Turbines: Base Load Design value
- Battery: Battery Capability
- Plant: Gas Turbines Base Load (if Online) + Estimated Steam Turbine Base Load

B: Droop values in % and in MW/Hz

C: Dead band values in % and in Hz

D: Primary Reserve Value in MW

E: Gas turbine online (synchronized to Grid) or offline

F: Current Load in MW

G: Customer Load Setpoint in MW

H: Primary frequency Response Delta in MW

Figure 4.11 : Ecran HMI d'une centrale hybride

3.3.2 La « SWAT »

L'objectif d'une SWAT, « SoftWare Acceptance Test », est de permettre au client ou à ses représentants de jouer un rôle actif dans la vérification du système et de déterminer si la mise en œuvre répond aux exigences spécifiées dans le contrat. Un ingénieur référent du constructeur de turbine à gaz est présent pour consulter et résoudre tout problème identifié, ainsi que pour gérer tout changement nécessaire au système. Au cours des tests, les participants notent tous les problèmes constatés qui exigent des mesures correctives. Au fur et à mesure que les problèmes sont découverts, ils sont examinés avec l'ingénieur référent. Tous les problèmes valables (qui n'ont pas encore été résolus ailleurs) doivent ensuite être officiellement consignés dans la fiche de travail du rapport de problème pour une action corrective ultérieure. Notez que chaque problème ne sera pas considéré comme résolu tant qu'il n'aura pas été signé individuellement par le référent et le représentant du client.

Ce projet de centrale hybride, ayant reçu un financement du programme de recherche et d'innovation Horizon 2020 de l'Union européenne, a dû se soumettre à une SWAT dans les locaux de Belfort avec un partenaire du consortium comme client. Les différents tests réalisés concernent les services de réponse primaire hybridée, de l'EFR, de l'amélioration du taux de prise de charge et du black start. Aucune modification n'a été demandée par le consortium suite à la journée d'essais. Les figures 4.12 et 4.13 sont des captures d'écran du simulateur lors de cette SWAT pour un test de réponse primaire hybride et un test de taux de prise de charge. On remarque figure 4.12 que l'intégration du BESS permet à la centrale de fournir une plus grande capacité en puissance réactive (courbe cyan vs courbe rouge). Quant à la figure 4.13, elle est le résultat d'un démarrage réussi et peut permettre d'affiner le profil à l'aide de la modélisation plus précise de la centrale.

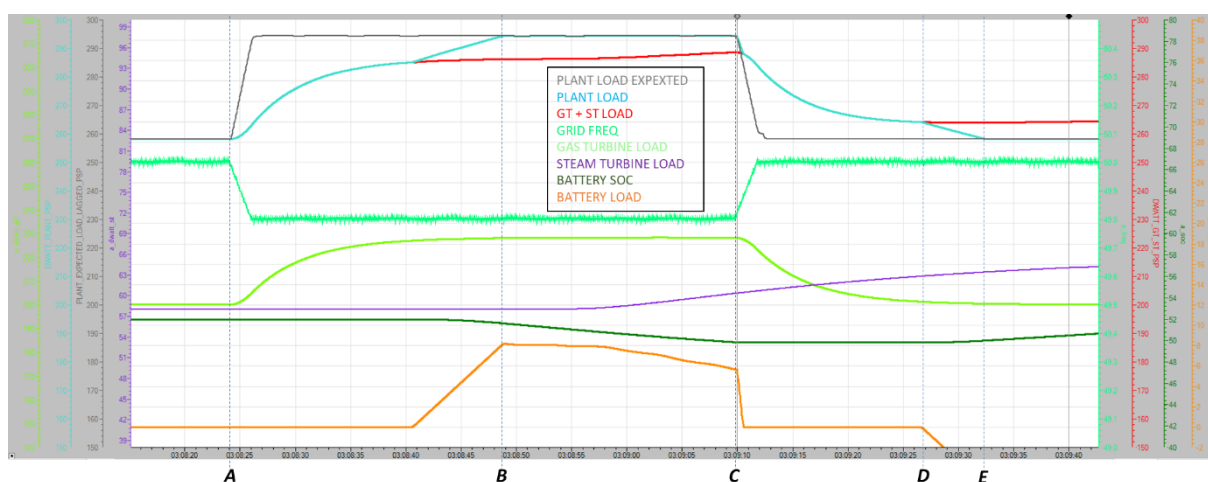


Figure 4.12 : Ecran HMI d'une centrale hybride

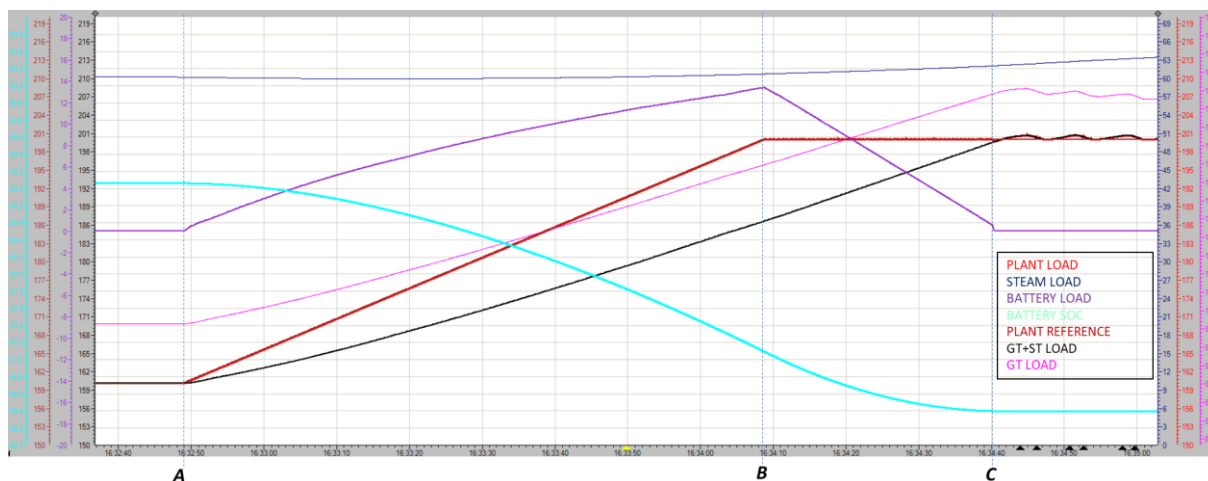


Figure 4.13 : Ecran HMI d'une centrale hybride

4. Optimisation de paramètres de la stratégie

4.1. L'utilisation d'un algorithme génétique pour la configuration des paramètres

4.1.1 Le principe

L'utilisation d'une méthode d'optimisation dans ce document va permettre, similairement à (Buzila, 2015), de configurer les paramètres du contrôleur par logique floue en essayant de maximiser les indicateurs dévoilés à la section 3.2.8. Les méthodes, communément employées pour obtenir l'optimum global, sont métaheuristiques. Ce sont des méthodes à population de solutions : à chaque itération, elles manipulent un ensemble de solutions en parallèle (H.Alkhatib, 2008). Le principal avantage reste une convergence vers la solution plus efficace que d'autres méthodes d'optimisation (heuristique ou même classique), à l'aide d'un processus ressemblant à l'évolution d'une population. A chaque itération, le croisement de certains individus permet d'en créer un nouveau qui a une meilleure adaptation à son environnement, ou autrement dit, qui se rapproche de la solution optimale au problème.

Pour l'optimisation par algorithme génétique, la méthode s'inspire fortement de l'évolution des espèces vivantes. A l'aide d'une population initiale que la méthode peut elle-même créer, elle croise les individus pour créer la prochaine génération et les mute afin d'augmenter leur adaptation. Les différents paramètres à prendre en compte seront donc la taille d'une population, les probabilités de croisements et de mutations et un critère d'arrêt. Pour la suite, il a été choisi une taille de population de trente individus, une probabilité de croisement de 0.6 et une probabilité de mutation de 0.05 ce qui reste d'après la littérature, des valeurs standards pour ces paramètres. Dans le cadre de ces travaux, la plateforme d'optimisation utilisée est celle proposée par Matlab qui permet une utilisation simple et pratique de type « boîte noire ».

4.1.2 Les données utilisées et les hypothèses du système hybride

L'optimisation est réalisée à l'aide de données d'exploitation d'une centrale existante échantillonnées toutes les 10 secondes sur une année. L'historique date d'octobre 2018 à octobre 2019 et la centrale, qui se situe en Europe, se rapproche de notre centrale de référence présentée dans le premier chapitre. Avec un échantillonnage de 10 secondes, le nombre de points à traiter pour une année d'exploitation est de 3 153 600, ce qui impose un temps de simulation pour uniquement un jeu de paramètres de l'ordre de 40 minutes. C'est pour cette raison qu'il a été choisi de garder ce pas de calcul, malgré, une amélioration évidente des résultats lors de la réduction de l'échantillonnage à 1 seconde.

Afin de pouvoir simuler l'hybridation de la centrale, des hypothèses d'exploitations ont dû être émises pour les quatre services hybrides :

1. Service QE5 : Suite à une analyse du signal de consigne de la réponse primaire, il a été choisi de fournir, pendant les 5000 premières heures, un volume plus large de réponse primaire et, pendant les mois restants, un volume identique mais permettant une augmentation de la puissance fournie en permanence (comme décrit dans la section 2.3.1 du chapitre 2). Les résultats de la figure 4.14 mettent en évidence ce changement d'opérabilité entre les mois d'hiver (octobre à avril) et les mois d'été. Il est donc nécessaire pour l'opérateur de changer de stratégie afin d'avoir toujours une rémunération intéressante.

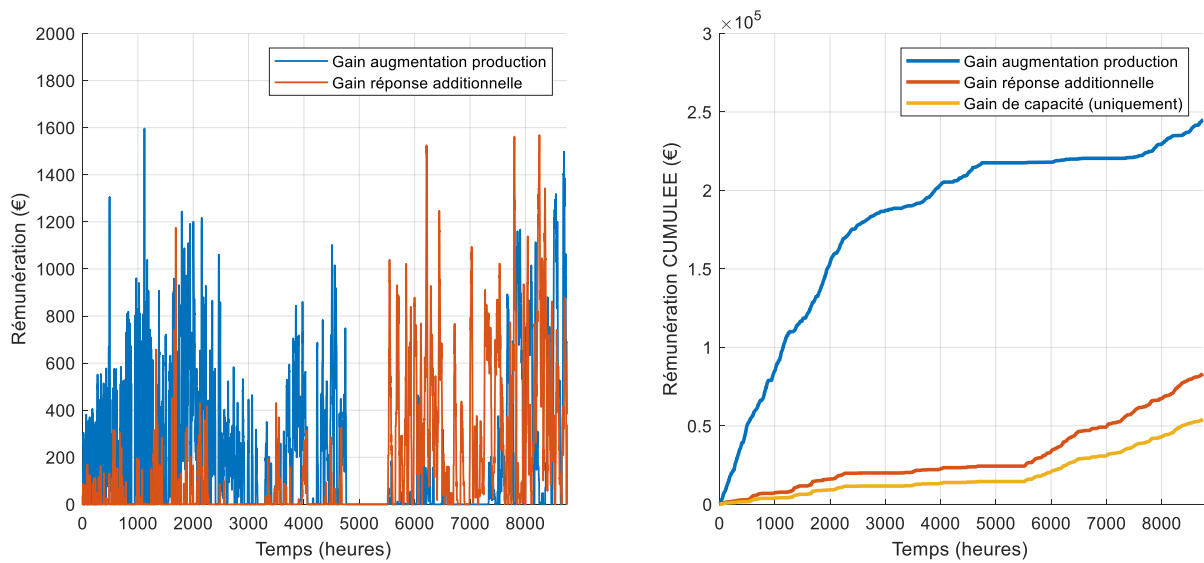


Figure 4.14 : Analyse des gains d'une réponse primaire hybride sur l'année étudiée

2. Service QE7 : Une panne généralisée sur le réseau européen ne se présente exceptionnellement. L'hypothèse forte a été d'imposer un redémarrage black start tous les mois à la suite d'un arrêt de la centrale.
3. Service QE1 : Les variables accessibles n'intégrant pas l'historique de la valeur de tension aux bornes de l'alternateur ou même des variables du PSS, ce service n'a pas été modélisé. Cette hypothèse reste vraie grâce à la faible fréquence d'utilisation du service (court-circuit proche de la centrale).
4. Service DI3 : N'ayant pas eu accès au signal indiquant un over-firing ou une puissance additionnelle demandée au cycle combiné par l'opérateur, le choix s'est uniquement porté sur le taux de prise de charge. Dès lors que dans l'historique de données, ce taux est supérieur à 8%, le modèle considère que la batterie peut apporter son soutien. Ce soutien est suspendu lorsque le taux moyen redevient inférieur à 7.5%.

Afin de simplifier le problème d'optimisation, les fonctions d'appartenance de l'état de charge de la batterie sont construites de façon symétriques et proportionnelles par rapport au SoC optimal. Ce qui implique qu'une seule variable a été utilisée pour décrire les frontières floues. Les autres fonctions d'appartenance ont des paramètres fixes identifiables sur la figure 4.9.

4.1.3 La fonction objectif

La fonction objectif est la fonction qu'il faut optimiser. Dans notre cas, elle utilise les résultats simulés d'une centrale hybride afin de calculer les indicateurs de performance décrits dans la section 3.2.8. L'optimisation globale de cette fonction est réalisée en modifiant les paramètres de la puissance de la batterie (P_{BESS}), du SoC optimal (SoC_{opti}) et des frontières de la logique floue (ζ). Ils sont soumis à différentes contraintes, d'égalité ou d'inégalité, linéaires ou non-linéaires et des bornes explicites. L'intérêt de rajouter comme paramètre d'entrée la puissance du stockage permet d'obtenir une estimation de la puissance à mettre en œuvre afin d'avoir une optimisation globale sur l'année. Elle sera bien entendu limitée par une valeur proche de 15 MVA comme dimensionnée dans la section précédente.

Le problème mathématique est généralement présenté de la façon suivante dans la littérature :

Optimisation :

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Min } f(x) = (f_1(x), f_2(x), f_3(x)) \\ \text{sous la contrainte} \\ g(x) \leq 0 \\ h(x) \leq 0 \\ X_a \leq x \leq X_b \end{array} \right\}$$

Avec :

$x = (P_{BESS}, SoC_{opti}, \zeta)$, le vecteur représentant les variables d'entrées

$Y = f(C)$, l'ensemble des points réalisables par la fonction objectif f qui utilise les équations : τ_{RSI} (4.1), $1 - \tau_{utilisation}$ (4.2) et τ_{risque} (4.3)

C , l'ensemble des solutions associées à des contraintes d'inégalités linéaires et non-linéaires, et des bornes.

$g(x)$, la fonction de contrainte d'inégalités linéaires sous la forme $A * x - b$

$h(x)$, la fonction de contrainte d'inégalités non-linéaires

X_a et X_b , les bornes explicites des variables d'entrées x

Pour les simulations de la section 4.2, les bornes explicites fixées sont :

$$P_{BESS} \in [13 ; 26] \quad SoC_{opti} \in [0.4 ; 0.93] \quad \zeta \in [0.01 ; 0.3]$$

Et les fonctions contraintes sont définies telles que :

$$g(x) = A * x - b$$

$$\text{Avec : } A = \begin{bmatrix} 0 \\ -1/3 \\ 1 \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad b = 0$$

Et

$$h(x) = 6 - \frac{P_{BESS}}{C_{rate}} * SoC_{opti}$$

La fonction contrainte $g(x)$ permet de limiter le paramètre de logique floue ζ entre 0 et $SoC_{opti}/3$. Comme visible sur la figure 4.15, le paramètre ζ définit toutes les frontières floues, il ne peut donc être supérieur à $SoC_{opti}/2$, cependant il est fixé à un 1/3 afin d'obtenir un plateau et donc une appartenance totale à l'ensemble.

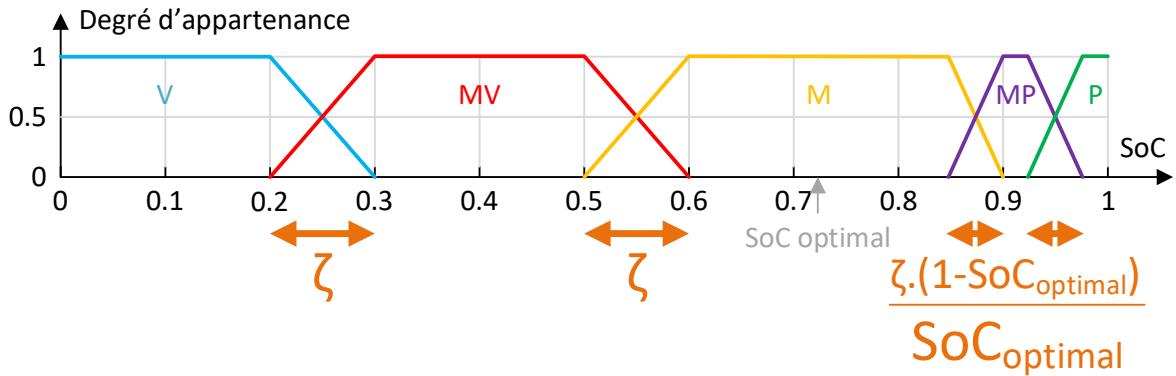


Figure 4.15 : Paramètre ζ de la frontière floue des fonctions d'appartenance de l'état de charge

La fonction contrainte $h(x)$ fixe l'énergie disponible en dessous du SoC optimal à un minimum de 6 MWh, soit moins de trois fois le profil de consommation lors d'un black start. La

réglementation qui impose une capacité de trois démarrages consécutifs n'est donc pas respectée. Il est cependant intéressant de prendre ce risque afin d'améliorer entre autres le retour sur investissement en diminuant le coût initial de la solution. Pour rappel, cette hypothèse est décrite à l'aide d'une contrainte « supérieure ou égale ». La plupart des cas de la solution optimale est bien supérieure à 6 MWh.

4.2. L'évaluation de la stratégie à l'aide des données réelles

4.2.1 Les données annuelles

Les données annuelles sont utilisées pour déterminer la meilleure dimension du BESS ainsi que des paramètres cohérents et standards du contrôle. On réalise une comparaison entre un stockage pouvant fournir un régime de décharge de 1C et un autre pouvant fournir un régime de 2C, afin de montrer la différence entre une cellule de type puissance et énergie. Les figures 4.16 et 4.17 ainsi que le tableau 4.3 présentent les résultats de l'optimisation à l'aide d'un front ou optimum de Pareto. On parle d'optimum de Pareto dès lors que l'amélioration d'un critère de performance implique forcément la dégradation d'un ou plusieurs autres critères.

Plusieurs observations découlent de ces résultats, la première est la continuité entre les deux fronts de Pareto, la seconde est la brusque variation du taux de risque en dessous d'une certaine puissance et la dernière est le très faible taux d'utilisation de la logique floue.

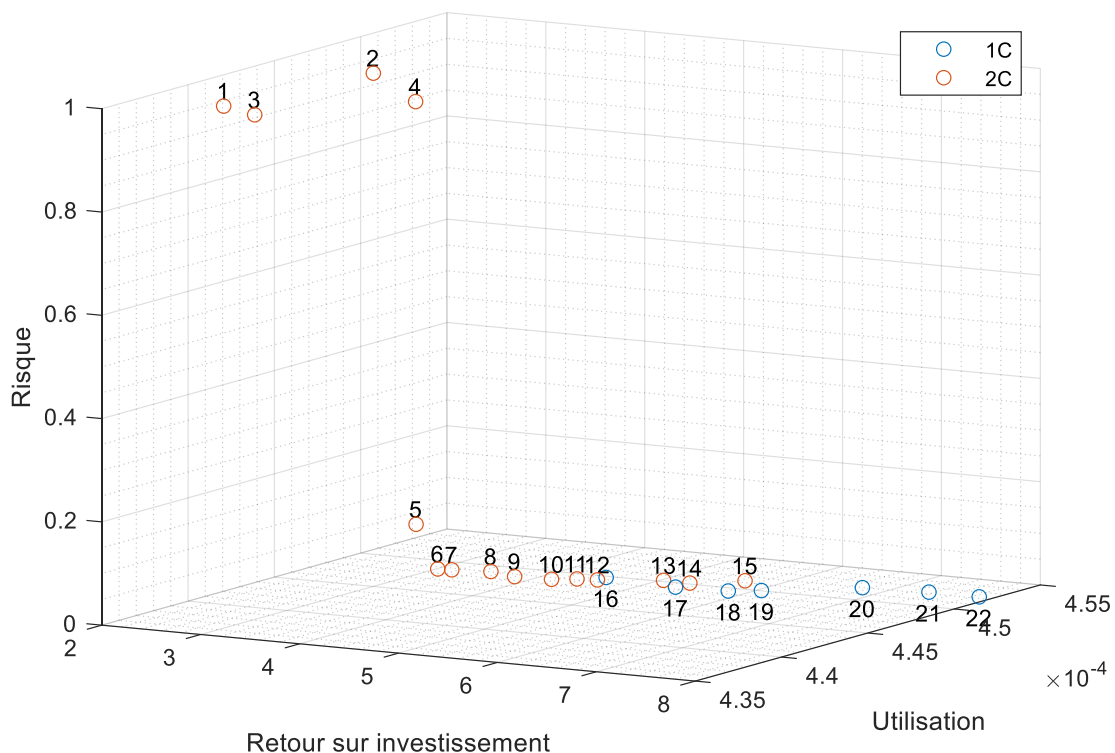


Figure 4.16 : Résultats de l'optimisation génétique du stockage hybride modélisé sur une période annuelle

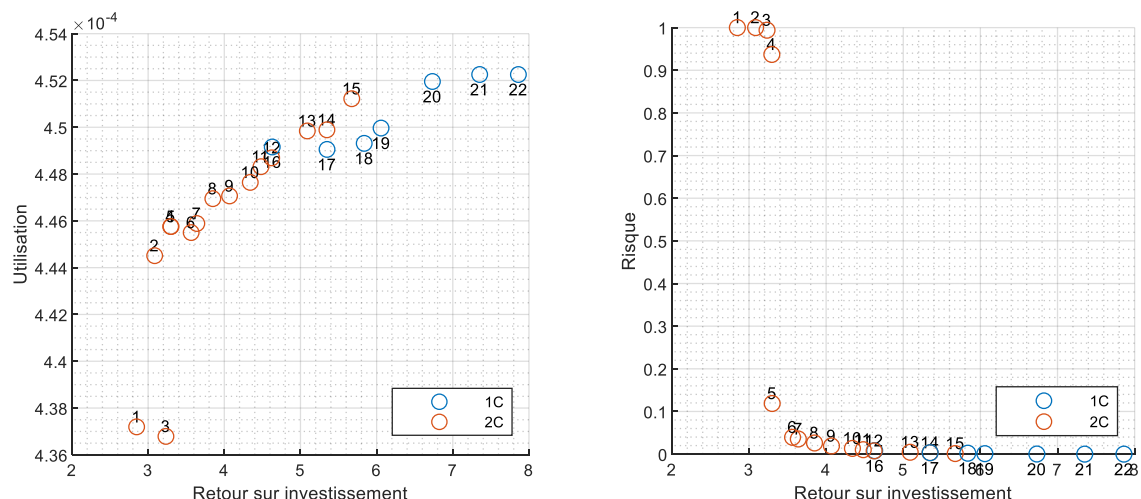


Figure 4.17 : Vue X-Y et X-Z de la figure 4.16

Tableau 4.3 : Résultats de l'optimisation génétique sur les données annuelles

Régime de décharge	Point	P_{BESS} (MVA)	SoC_{opti} (%)	ζ (%)	τ_{RSI} (an)	$\tau_{utilisation}$ (%)	τ_{risque} (%)
2C	1	13	93	9.4	2.8	0.0437	100
	2	14.1		2.7	3.1	0.0445	100
	3	14.8		17.7	3.2	0.0437	99
	4	15.0		1.0	3.3	0.0446	93
	5	15.1		1.0	3.3	0.0446	12
	6	16.3		7.2	3.6	0.0445	3.9
	7	16.6		5.6	3.6	0.0446	3.6
	8	17.6		1.1	3.8	0.0447	2.6
	9	18.6		2.9	4.1	0.0447	1.9
	10	19.8		5.3	4.3	0.0448	1.3
	11	20.1		1.7	4.5	0.0448	1.0
	12	21.1		5.7	4.6	0.0449	0.8
	13	23.2		2.7	5.1	0.0450	0.4
	14	24.4		3.9	5.3	0.0450	0.3
	15	25.9		4.1	5.7	0.0451	0.1
1C	16	13	75.5	1.0	4.6	0.0449	0.8
	17	15	76.0	20.3	5.3	0.0449	0.3
	18	16.4	72.3	20.5	5.8	0.0449	0.2
	19	17	73.5	20.4	6.1	0.0450	0.1
	20	18.9	75.0	10.8	6.7	0.0452	0
	21	20.6	77.2	7.4	7.4	0.0452	0
	22	22.1	73.3	1.0	7.9	0.0452	0

Le coefficient de performance « retour sur investissement » est essentiellement fonction de l'énergie du BESS et donc du C-rate. En effet, en analysant les signaux d'une année de simulation sur les différents jeux de paramètres, on remarque que l'utilisation du BESS est quasiment identique et donc que les gains (calculés uniquement pour les services prioritaires)

le sont aussi. Il est nécessaire de se rappeler que ce système hybride améliore la flexibilité de la centrale mais aussi la sûreté de fonctionnement du réseau. Beaucoup de fonctionnalités sont rémunérées uniquement pour leur capacité à procurer le service. En effet, ce sont des « parades ultimes » que l'on paye onéreusement uniquement pour le cas exceptionnel d'une défaillance du réseau. Les résultats des simulations du tableau 4.3 montrent que la plus grande variation d'énergie sans recharge est de 7 MWh pendant 17h. La variation d'énergie moyenne d'un cycle (retour au SoC optimal après utilisation du BESS) est en réalité plus proche de 1MWh pour une variation de puissance d'environ 2 MW. Ce qui confirme que l'exploitation du BESS n'est pas intensive.

Sur ces mêmes résultats, on observe une très faible intervention de la logique floue (uniquement 8 fois pour une cellule 1C et 32 fois pour une cellule 2C). Cela est directement lié à notre hypothèse du service DI3 (voir 4.1.2, augmentation de courte durée de la capacité de la centrale) qui peut être minimaliste et réduire l'utilisation de services complémentaires. Cependant, ce paramètre reflète aussi la faible utilisation à un fort taux de prise en charge du cycle combiné étudié. Il est donc logique de voir une faible utilisation de ce service complémentaire. La variation brusque du risque, aperçue sur les figures 4.16 et 4.17, est l'unique conséquence d'un dimensionnement trop faible. En effet, les points de 1 à 4 utilisent un BESS d'une puissance maximum de 15 MVA avec un réservoir inférieur 7.5 MWh.

Les autres paramètres d'entrée, à savoir le SoC optimal et le paramètre des frontières floues, ont peu d'influence. Pour le SoC optimal, il est de 93% pour les cellules 2C et d'environ 75% pour les cellules 1C. Il reflète la nécessité pour le BESS d'avoir une réserve d'énergie suffisante. Le paramètre ζ est aléatoire ce qui semble logique à cause de la faible utilisation de la logique floue. Cependant, il faut penser que cette optimisation utilise le même jeu de paramètres toute l'année alors qu'il serait plus logique de déterminer uniquement la puissance à l'aide de simulations annuelles et de calculer les deux autres paramètres de façon mensuelle voir journalière (cf. section suivante).

4.2.2 Les données journalières

Comme expliqué dans la section précédente, on choisit dans cette section de fixer les dimensions du BESS et de faire varier les deux paramètres de la logique floue. Il a été choisi d'utiliser les dimensionnements des points 12 et 16 du tableau 4.3 car ces deux dimensionnements obtiennent des résultats relativement proches (figure 4.16). On relance alors, l'optimisation sur des données journalières afin d'affiner les paramètres de logique floue sur cette période. Il a volontairement été décidé de choisir une journée où les services complémentaires étaient fortement utilisés. L'idée est de montrer que l'optimum global obtenu dans la section précédente ne reflète qu'un optimum pour le critère « retour sur investissement » et non pour les deux autres critères. La simulation fournit les résultats visibles figure 4.18 (afin d'améliorer la lisibilité de la figure, les numéros des simulations n'ont pas été attribués).

On remarque une optimisation différente selon le type de surdimensionnement de la cellule (en énergie ou en puissance). Les résultats avec des cellules surdimensionnées en énergie (1C) montrent une amélioration de tous les critères, à savoir, réduire très légèrement le retour sur investissement, augmenter l'utilisation de la logique floue tout en réduisant le risque d'être pénalisé. Ces résultats sont cohérents avec les hypothèses du paragraphe 4.2.1, qui liait le facteur risque davantage à un manque d'énergie qu'à un manque en puissance (tableau 4.4). Cependant, le dimensionnement en puissance de 13 MVA au point de connexion est discutable sans surdimensionnement en puissance pour cette application hybride. Sur cette journée, le paramétrage des cellules 2C est optimal d'un point de vue retour sur investissement et risque. On trouve néanmoins dans le tableau 4.4 des points proches de cet optimum (points 9 et 10). Il est à noter que l'amélioration du critère « utilisation » se fait toujours au détriment des deux autres.

A l'aide cette optimisation journalière, on observe les dépendances entre le paramètre Energie, E_{BESS} , (et non P_{BESS}) et le critère retour sur investissement, ou bien, entre le paramètre SoC_{opti} et le critère « risque », ou même, finalement entre le paramètre ζ et le critère « utilisation ».

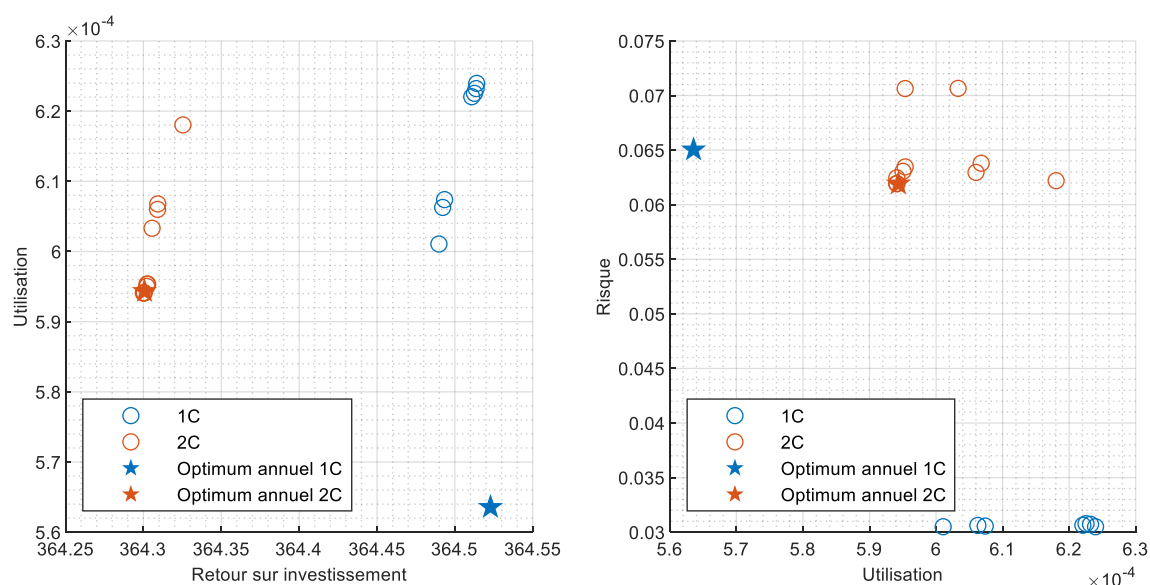


Figure 4.18 : Résultats de l'optimisation génétique du stockage hybride modélisé sur une période journalière

Tableau 4.4 : Résultats de l'optimisation génétique sur des données journalières

Régime de décharge	Point	P_{BESS} (MVA)	SoC_{opti} (%)	ζ (%)	τ_{RSI} (-)	$\tau_{utilisation}$ (%)	τ_{risque} (%)
2C	Annuel	21.1	93	5.7	364.30	0.0595	6.2
	1	21.1	91.4	1.1	364.30	0.0595	7.1
	2		91.4	29.5	364.31	0.0633	7.1
	3		91.8	24.5	364.31	0.0607	6.4
	4		92.0	2.0	364.30	0.0595	6.4
	5		92.0	3.3	364.30	0.0595	6.3
	6		92.0	20.7	364.31	0.0606	6.3
	7		92.6	12.3	364.30	0.0594	6.3
	8		92.7	16.7	364.33	0.0618	6.2
	9		93.0	12.2	364.30	0.0594	6.2
	10		93.0	9.4	364.30	0.0594	6.2
1C	Annuel	13	75.5	1.0	364.52	0.0564	6.5
	11	13	93.0	19.6	364.49	0.0601	3.0
	12		92.9	11.4	364.49	0.0606	3.1
	13		92.9	10.8	364.49	0.0607	3.1
	14		92.8	2.7	364.51	0.0622	3.1
	15		92.5	1.3	364.51	0.0623	3.1
	16		93.0	1.0	364.51	0.0624	3.0
	17		92.6	1.0	364.51	0.0623	3.1

Avec ces simulations sur des historiques de données, on remarque que le taux d'utilisation du système de stockage pour des fonctions secondaires est actuellement faible. Cela n'est pas imputable à une forte fréquence d'utilisation des services prioritaires mais sur le type de fonction. En effet, ses fonctions prioritaires se projettent vers des services de sûreté du réseau qui sont bien rémunérés ou indispensables mais peu utilisés.

5. Stratégie locale de contrôle du convertisseur

Cette dernière partie a été réalisée avec l'aide de GE Power Conversion et fait suite à un séjour de quelques mois dans leurs locaux et à l'encadrement d'un stage de master. Elle vient compléter une dernière partie de la gestion du système de stockage, qui est la gestion locale, au niveau du convertisseur.

5.1. La structure du contrôle proposée

5.1.1 Stratégie de contrôle pour l'ensemble convertisseur AC/DC et batterie

Comme décrit dans le chapitre 1 (section 4.1.1), la topologie du convertisseur habituellement employée profite de deux systèmes de conversion, un hacheur et un onduleur bidirectionnels en courant, pour assurer une bonne gestion du stockage. Afin de réduire les coûts, la proposition de GE Power Conversion est la suppression de l'étage DC/DC et par conséquent l'ajout de boucles de régulations dans le convertisseur AC/DC, visible figure 4.19.

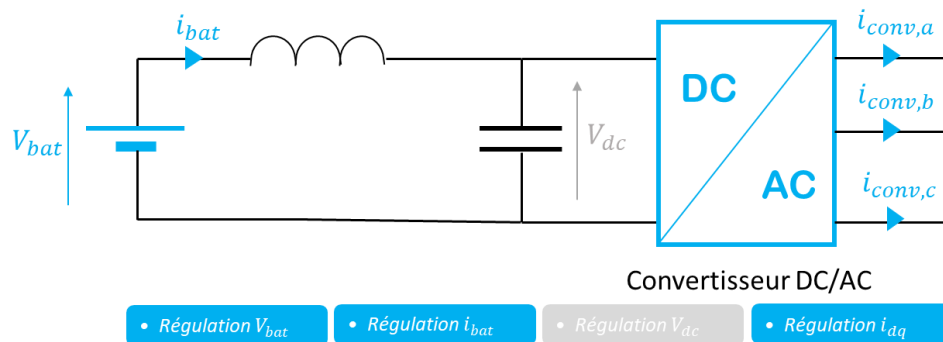


Figure 4.19 : Structure du convertisseur AC/DC

Il est important de prévoir un contrôle du convertisseur permettant un changement des boucles de régulation afin de réaliser les différents services. Pour un service de type réponse primaire ou augmentation de la capacité de la centrale, la valeur de la puissance active est calculée par le contrôleur hybride puis transmise au convertisseur qui l'exécute à l'aide d'une simple régulation de courant tel que $i_{bat} = \frac{P_{cons}}{v_{bat}}$. Pour un service comme le black start, le contrôleur hybride n'a pas la capacité de fournir une consigne à cause d'un temps de rafraîchissement trop long. Il est donc nécessaire d'indiquer au convertisseur la régulation à effectuer afin qu'il l'exécute. Un autre événement qui peut provoquer un changement de régulation concerne les saturations en courant du convertisseur ou en tension de la batterie. Par exemple, en fin de décharge, le convertisseur peut basculer vers une régulation qui maintient la tension du bus DC et donc une réduction naturelle de la puissance fournie.

Ce contrôleur local est créé à l'aide de deux sous-parties, comme montré sur la figure 4.20. Il comprend :

- Un gestionnaire d'interface, permettant de faire le lien entre les consignes issues du contrôleur de la centrale, les mesures sur les équipements à contrôler et la plage de fonctionnement de ces derniers. Il doit juger de l'acceptabilité de la consigne reçue en

fonction de l'état du système afin d'ajuster sa réponse en adaptant les consignes et références à destination des boucles de régulation.

- Un régulateur, regroupant l'ensemble des boucles de régulation de la commande. Il assure uniquement les performances du contrôle et reçoit du gestionnaire d'interface les références à appliquer. Il gère le basculement entre les différentes régulations afin d'éviter des phénomènes d'hystérésis ou de saturation protégeant le convertisseur.

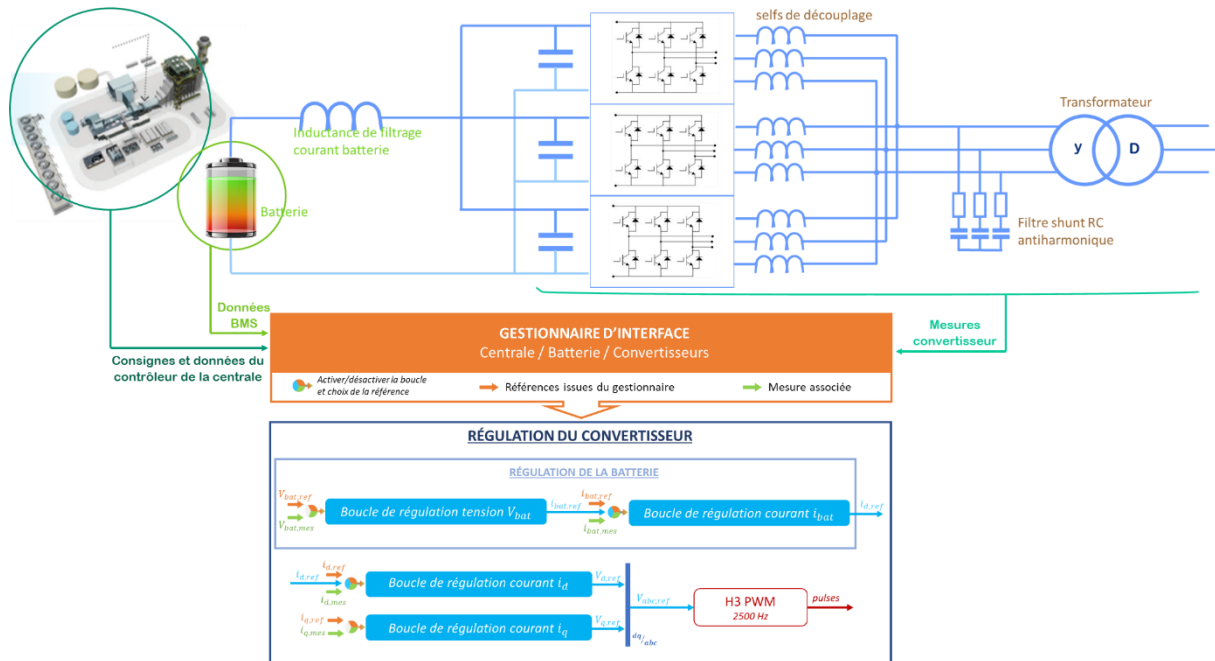


Figure 4.20 : Schéma récapitulatif du système et de la structure de contrôle envisagée

5.1.2 Mise en place de limitations

Les limitations intégrées dans le contrôle du convertisseur concernent les limitations en courant fixées à environ 900 A par pont soit 2000 A pour un convertisseur de 2 MVA, les limitations de la tension batterie fixées à environ 800 V_{DC} et 1100 V_{DC}, les limitations de C-rate en fonction de l'état de charge (données fournisseur) et des limitations en fonction de la tension du réseau AC.

Lors d'une chute de tension du réseau, le maintien de la consigne de puissance peut forcer la régulation de courant à imposer une consigne bien supérieure à la valeur maximale des IGBT. Il est donc nécessaire de limiter cette valeur en fonction de la tension réseau comme le montre la figure 4.21

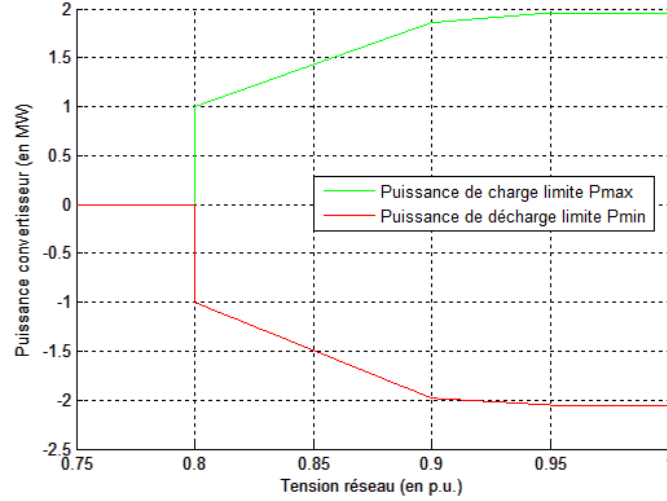


Figure 4.21 : Gabarit de puissance en fonction d'une chute de tension réseau.

Inversement, étant donné que la tension DC et la tension AC sont directement liées par le taux de modulation (équation 4.4), une hausse de tension en fin de décharge limite aussi la puissance délivrée par le convertisseur (figure 4.22). En pratique, le taux de modulation critique est 0.96.

$$m = \sqrt{2} \cdot \frac{U_{AC}}{V_{DC}} \quad (4.4)$$

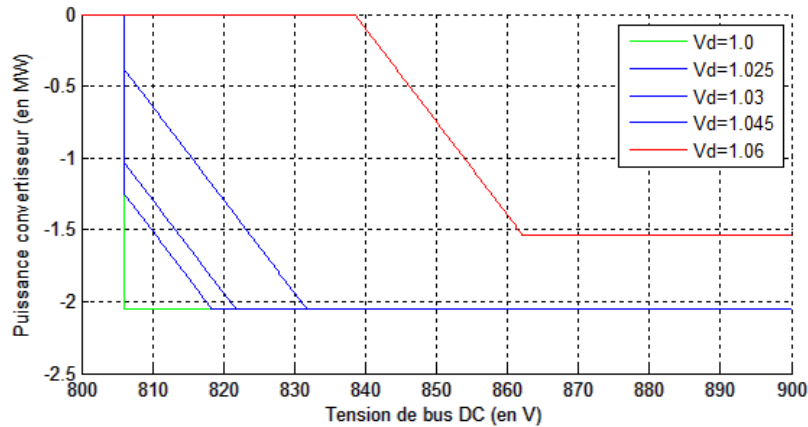


Figure 4.22 : Gabarit de puissance en fonction d'une hausse de tension réseau.

5.2. Simulations PLECS

La plateforme utilisée pour simuler et vérifier le contrôle ou les limitations décrites dans la section précédente est Simulink-Plecs. Le module Plecs est spécialisé dans la modélisation de systèmes d'électronique de puissance. Les régulations en courant et en tension sont basées sur celles décrites dans le chapitre 2.

5.2.1 Simulation de charges et décharges à 50% de SoC

La simulation proposée montre le cas successif de charges et décharges aux alentours d'un SOC de 50%. On observe sur la figure 4.23 le temps de réponse de 30 ms du système et la limitation en courant de 2000 A. La consigne, convertie à l'aide de la formule $i_{bat,cons} = \frac{P_{consigne}}{v_{bat}}$, est parfaitement suivie.

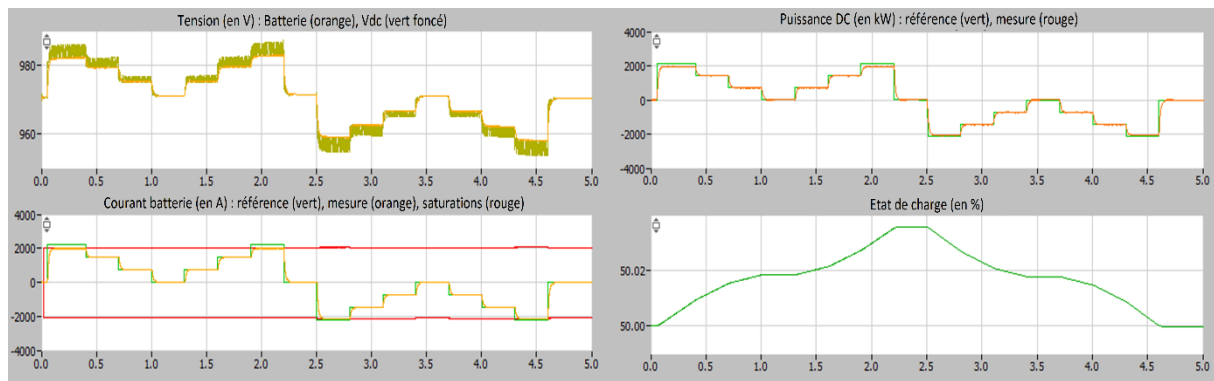
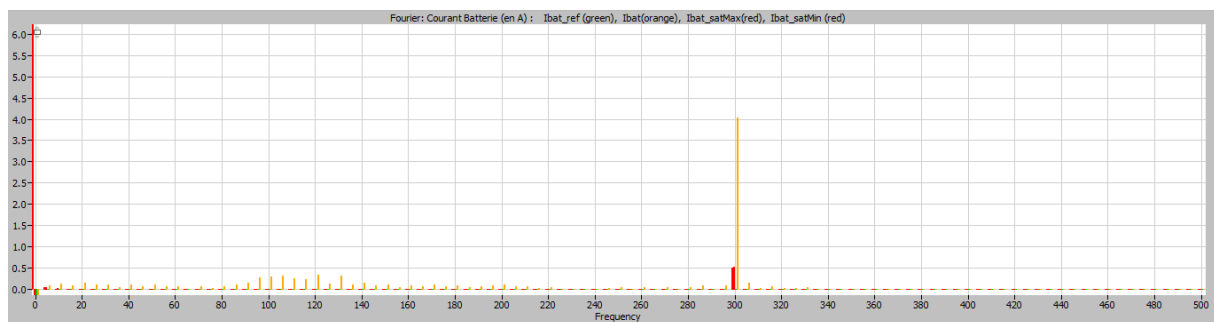


Figure 4.23 : Grandeurs caractéristiques lors d'un fonctionnement de l'onduleur à un SoC de 50%.

Il est intéressant de réaliser une analyse fréquentielle sur le courant DC (figure 4.24). Les recommandations des fournisseurs sont un THD_i inférieur à 5% afin de préserver les cellules. Les fréquences excitées sont essentiellement 300 Hz (50 Hz redressé), avec environ 5A de courant harmonique, et ses multiples. Globalement, le THD_i est inférieur à 2% que ce soit pendant la charge ou la décharge.

Analyse fréquentielle en [DECHARGE] à plein courant $I_{bat} \approx -2145A$



Analyse fréquentielle en [CHARGE] à plein courant $I_{bat} \approx 1990A$

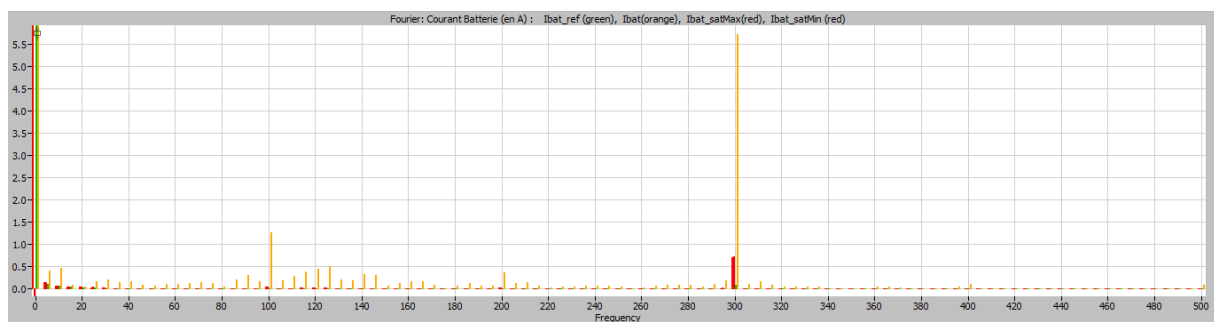


Figure 4.24 : Analyse de Fourier du courant DC de la batterie

5.2.2 Cas d'une sous tension réseau à un SOC de 50%

Lors d'une chute de tension importante, le maintien en puissance de la consigne peut détériorer le système d'électronique de puissance. Une limitation, implantée uniquement dans le convertisseur au plus proche de la conversion, est nécessaire et présentée en section 5.1.2. La figure 4.22 montre ce mode de fonctionnement volontairement dégradé par la limitation. On peut observer une dégradation de puissance fortement liée à la variation de tension du réseau.

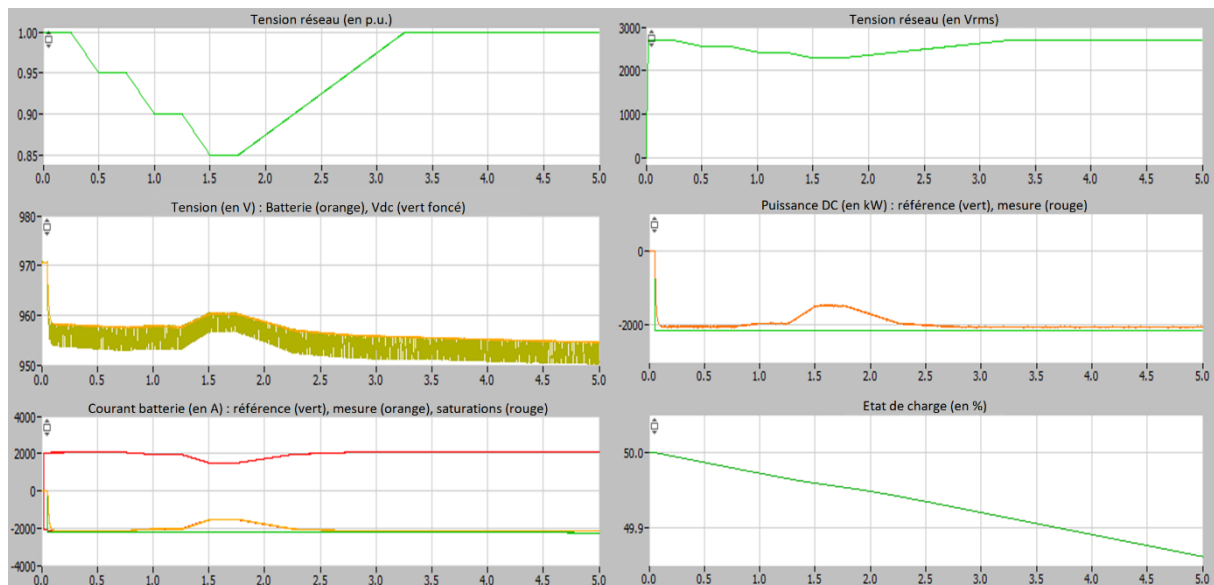


Figure 4.25 : Grandeurs caractéristiques lors d'un fonctionnement dégradé de l'onduleur à un SoC de 50%.

5.2.3 Simulation d'une charge de la batterie à 95 % de SoC

Une régulation de la tension du bus DC est automatiquement activée lors d'un état de charge trop critique (faible ou fort). Ce changement de régulation permet une continuité de service en assurant la sûreté des cellules électrochimiques. La conséquence est une diminution de la puissance absorbée ou fournie, visible jusqu'à 2.25 secondes sur la figure 4.23.

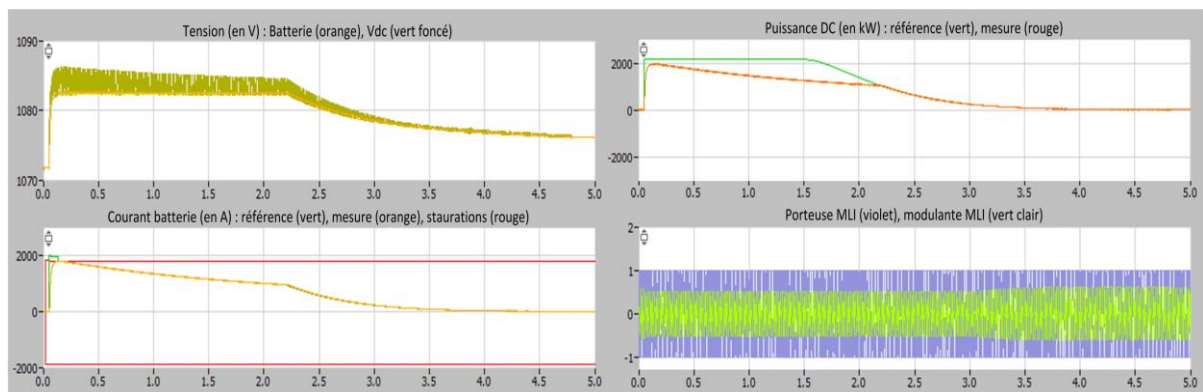


Figure 4.26 : Grandeurs caractéristiques lors d'un fonctionnement de l'onduleur à un SoC de 95%.

6. Conclusion

Ce dernier chapitre permet de conclure ce travail en développant quatre parties. Son objectif est d'approfondir les études de dimensionnement de la partie stockage et du contrôle (système hybride et convertisseur). Ces étapes sont cruciales lors d'une hybridation car elles permettent de réduire le coût de la solution et d'augmenter les performances globales. Elles sont largement documentées dans la littérature détaillant diverses techniques.

L'utilisation d'un algorithme de dimensionnement analytique, intégrant le modèle électrochimique du chapitre 3, permet d'affiner les caractéristiques des cellules. Il consiste à trouver itérativement un optimum de la solution en modifiant un des paramètres. Différents

indicateurs de performances peuvent être choisis. Dans notre cas, le premier est l'indicateur financier du coût initial de la solution et le second la validation des requis techniques (i.e. la validation du profil critique). La méthodologie utilisée dans ce travail intègre le modèle électrique de la cellule mais aussi un modèle de vieillissement permettant d'améliorer les résultats obtenus. Elle compare trois technologies de cellules à l'aide des indicateurs mentionnés et renvoie des caractéristiques nominales optimales (SoC, DoD, durée de vie, puissance et énergie du système). Cette méthodologie permet de nuancer la conjecture émise dans le chapitre 2 qui garantissait un coût minimal pour la technologie NMC. En intégrant le modèle de vieillissement, on valide ce postulat uniquement si la durée de vie prévue est inférieure à 8 ans, c'est-à-dire, que le stockage permet toujours de valider le profil critique avec une perte de 20% de capacité au bout de 8 ans. On s'aperçoit alors que la technologie LTO, plus chère et moins sujette au vieillissement, ou même une technologie avec un C-rate inférieur, offre des performances semblables voire meilleures pour des durées de vie longues.

Afin de profiter de tout le potentiel d'une solution hybride, la stratégie de gestion et donc de contrôle du stockage doit être réfléchie, implémentée et testée avant la mise en service à l'aide de simulations temps réel. A nouveau, beaucoup de sources proposent différentes stratégies qui sont classées en deux catégories. La première utilise l'optimisation mathématique, comme les algorithmes génétiques ou la recherche tabou, afin de paramétrer le système et d'obtenir l'optimum global de la solution. Il est nécessaire pour faire ces études de connaître parfaitement le profil de charge du système, ce qui dans notre cas est impossible. La deuxième catégorie utilise des règles configurées avec l'expérience et l'analyse du comportement du système et de son environnement. La solution atteinte ne représente pas l'optimum global mais seulement un optimum local. Les théories utilisées pour ces stratégies sont, par exemple, les théories floues, les théories de réseau de neurones ou mêmes des filtres fréquentiels. Le réseau électrique étant en constante variation non prévisible, le choix a été orienté vers une stratégie avec règles. Cette stratégie utilise trois gestionnaires permettant de contrôler l'énergie disponible dans le stockage, de calculer la puissance des services prioritaires et d'autoriser l'utilisation de services complémentaires. Le gestionnaire d'énergie s'occupe d'indiquer l'énergie encore utilisable pour les services dont les profils sont inconnus et de fournir une puissance de recharge. La puissance de recharge peut directement être commandée par l'opérateur de la centrale hybride ou bien par un algorithme utilisant les prix prévisionnels du marché de l'électricité. Les services prioritaires, étant exposés à des pénalités, sont obligatoirement réalisés dès lors que la régulation est active. Il faut simplement ordonner à l'aide de sommes ou de commutateurs la priorité des différentes fonctionnalités. A noter que la puissance de recharge est un service dont l'ordre est prioritaire devant les services complémentaires mais secondaire pour les autres. Le dernier gestionnaire doit autoriser la réalisation d'un ou plusieurs services complémentaires en fonction de l'énergie du stockage et de la puissance des services prioritaires. Un algorithme de logique floue permet d'optimiser cette démarche. La logique floue est une théorie basée sur le fonctionnement de l'esprit humain, elle aide à la prise de décision en analysant les paramètres extérieurs. Toute la mise en place de cet algorithme est détaillée dans la fin de la seconde partie du chapitre.

Afin d'obtenir des résultats plus performants, une simulation de la centrale hybride, à partir d'un historique de données annuelles échantillonné toutes les 10 secondes, a semblé nécessaire. La modélisation de l'algorithme de contrôle et des performances du BESS en parallèle de ces données permettent de réaliser une optimisation sur les paramètres d'entrées. Le problème d'optimisation, dont la formulation mathématique a été donnée, est résolu à l'aide de la plateforme d'optimisation de Matlab-Simulink et plus particulièrement d'un algorithme génétique. La fonction objectif est composée de trois sous-fonctions calculant le retour sur investissement, le taux d'utilisation de la logique floue et un taux de risque reflétant le temps d'incapacité à réaliser le profil critique durant l'année. La simulation et l'optimisation dévoilent des résultats intéressants. La faible utilisation du stockage durant l'année, autant en fréquence

qu'en volume, offre une grande possibilité d'usage pour les services complémentaires. De la même façon, l'utilisation des services complémentaires dans notre modélisation reste faible, en partie causée, par des activations prudentes de notre part. L'amélioration de cette stratégie ne peut se faire qu'à l'aide de l'expérience d'un opérateur de centrale cycle combiné qui, intuitivement, exprimerait ses désirs d'amélioration en observant les signaux réels. Un couplage entre les paramètres et les sorties est clairement visible sur les résultats : les dimensions du stockage sont corrélées au retour sur investissement, le SoC optimal au risque de pénalité et les paramètres de la logique floue au taux d'utilisation des services complémentaires. Il est intéressant de réaliser ce travail en plusieurs étapes permettant, premièrement de définir les dimensions à l'aide des données annuelles puis de paramétrer périodiquement (de façon journalière ou hebdomadaire) les paramètres de contrôle. On peut noter une petite erreur dans ce travail ; l'utilisation de données échantillonnées toutes les dix secondes n'étant pas largement supérieur au temps de réponse d'un cycle conventionnel. Un échantillonnage à 1 seconde aurait produit des résultats plus pertinents mais utilisé beaucoup plus de ressources de calculs. Ce choix d'échantillonnage est guidé par l'équilibre « qualité des résultats versus temps de calcul ».

Pour conclure ce travail, une étude sur la régulation et le contrôle du convertisseur, réalisée avec l'entité GE Power Conversion est présentée. L'intérêt est porté sur des changements de boucles de contrôle afin d'une part d'assurer les services demandées et d'autre part de protéger les équipements (convertisseurs et batteries). La stratégie de contrôle permet une continuité de fonctionnement en mode dégradé à l'aide de limitations de courant, de C-rate ou de puissance. La sûreté des équipements est aussi assurée au niveau local, au plus proche de la source de stockage.

Conclusion générale

L'intégration d'un système de stockage dans les réseaux électriques est souvent perçue comme un outil indispensable de la transition énergétique, et même, comme un moyen durable dans le futur. En effet, ce changement d'exploitation de système de combustion fossile vers des systèmes décarbonés est envisagé d'ici une cinquantaine d'année et surtout préparé depuis une dizaine d'année. Ce document propose une solution à court, et même, moyen terme pour introduire cette transition. Son objectif est d'intégrer un moyen de stockage électrochimique dans une centrale cycle combiné afin d'atténuer les perturbations du réseau d'une part, et de se démarquer de solutions autonomes en réduisant les coûts à l'aide d'une hybridation d'autre part.

La première partie de ce travail a exposé les majeures contraintes auxquelles font face les gestionnaires de réseaux, les opérateurs de cycles combinés et les intégrateurs de stockage. Les entreprises comme RTE, National Grid ou Terna ont l'obligation d'assurer le transport, l'équilibre entre la production et la consommation de l'énergie mais aussi la transition énergétique. En effet, les accords des sommets écologiques nous permettent d'espérer l'introduction de sources de production moins carbonées mais intermittentes. Concernant l'équilibre du réseau, on remarque une variabilité plus importante de la consommation, cependant, avec la même moyenne annuelle. Le but est donc de produire la même quantité d'énergie avec des sources plus instables sur un réseau plus variable. Il est important de noter qu'aujourd'hui une forte instabilité est ressentie avec seulement 20% de sources EnR en Europe. Pour contrer ces instabilités, des sources dites de flexibilité sont utilisées. On décompte quatre types, qui sont les systèmes de productions, les systèmes de consommation, les interconnexions et le marché de l'énergie. Parmi ces systèmes, ce sont les sources de production qui font face aux plus grandes difficultés. On parle essentiellement des stations de pompes, qui ne peuvent plus se développer à cause de la forte exploitation des réseaux fluviaux, ou des centrales à gaz, qui ont une étiquette polluante. Il est cependant nécessaire à l'heure actuelle d'avoir ces systèmes et de continuer à les améliorer pour faire progresser la transition énergétique. En ce sens, il a été choisi d'hybrider un cycle combiné et un stockage électrochimique au lithium-ion. Le cycle combiné est un site de cogénération utilisant une turbine à combustion et une turbine à vapeur. Les gaz d'échappement de la turbine à combustion permettent de fournir, à l'aide de la turbine à vapeur, un tiers d'énergie en plus. Ce système complexe a besoin de systèmes auxiliaires comme des pompes de lubrifications, de convertisseurs statiques, de diesel de secours. La centrale présente donc un système de distribution de l'énergie électrique permettant d'y connecter les auxiliaires ou même un système de stockage. La production de l'énergie étant électromécanique, il est naturel de trouver des constantes de temps d'une quinzaine de secondes pour le cycle à combustion et d'environ 7 minutes pour le cycle eau-vapeur. Le taux de prise de charge reste intéressant (8%/min) par rapport au centrale nucléaire (5%/min) mais bien inférieur au cycle simple (20%/min). C'est justement l'un des objectifs de cette hybridation, proposer une amélioration de la flexibilité de la centrale. Les autres intentions sont d'améliorer la fiabilité de la centrale et de réduire les systèmes auxiliaires redondants.

Une fois la définition et le contexte posées, le deuxième chapitre répond à la question : « Quels nouvelles fonctionnalités sont réalisables avec le système hybride ? ». Il est donc logique de proposer au début de cette partie, une liste non-exhaustive de service hybride pouvant être réalisée avec le système de stockage. Cette liste, créée avec l'expérience de General Electric (équipementier de cycle combiné), se focalise sur deux axes qui sont la qualité de l'énergie du réseau et l'amélioration de conception de la centrale. Les fonctionnalités de qualité de l'énergie se rapportent au grid code, et donc à des services ou contraintes, demandés ou imposés, par les gestionnaires de réseau. On peut particulièrement citer les services de réponse primaire en

fréquence ou de black start, qui sont utilisées tout au long du manuscrit comme exemple. Ce sont principalement des services rémunérés et pour lesquels l'intérêt de l'hybridation est identifiable. Le second type de services hybrides (l'amélioration de conception) recherche soit une amélioration des caractéristiques de la centrale (taux de prise de charge, puissance maximale, etc), soit une amélioration de l'opérabilité (réduction des émissions de gaz, réduction d'équipement redondant, etc). L'intérêt de ces services dépendra de l'opérateur de la centrale et, par conséquent, leurs bénéfices sont difficilement quantifiables. Le deuxième chapitre porte l'accent sur la description des services en détaillant le principe et l'intégration matérielle et logicielle. Ensuite, des études sont réalisées afin d'évaluer le bénéfice technique de certain service. Des indicateurs sont donc utilisés pour appréhender le gain de l'hybridation à l'aide de deux simulations, l'une permettant de quantifier le soutien au court-circuit, et l'autre, analysant le contenu harmonique du système de stockage. Dans la continuité de ces sections, l'adaptation d'une mutualisation des services est réalisée permettant de finir le cahier des charges du système. La deuxième partie du chapitre détaille un prédimensionnement d'un système hybride proposant quatre services (exemple repris dans le reste du manuscrit). Cette spécification permet d'obtenir des valeurs cohérentes sur les dimensions du stockage lithium, la technologie de convertisseur utilisée et l'empreinte au sol d'un tel système. L'étude est poussée jusqu'à l'intégration électrique, en vérifiant si le système surcharge le réseau auxiliaire de la centrale ou même si la protection contre les courts-circuits est respectée.

La suite logique du travail consiste à créer des outils pour spécifier plus précisément le système. Les cellules lithium-ion étant une part non négligeable du coût du système, il a été choisi de créer un modèle électrique simple des cellules avec une précision à 95% sur la variation de tension et d'énergie et de le vérifier sur banc d'essai. « Simple » exprime le souhait de pouvoir paramétrer le modèle uniquement à l'aide de données constructeurs (caractéristiques nominales et courbes de décharge). Généralement, les modèles ont pour objectif de quantifier les différentes chutes de tension en fonction du courant, de la température et même du vieillissement. Il est intéressant de savoir qu'il existe deux grandes familles de modèles de batterie lithium-ion, la modélisation électrochimique et la modélisation par circuit équivalent. Il a été choisi de réduire un modèle électrochimique afin de garder une certaine précision de la description des phénomènes locaux et donc d'espérer de meilleurs résultats. Le modèle, nommé SPM-1E (1E pour une électrode), est obtenu à partir du modèle SPM (« Single Particle Model »), lui-même découlant du modèle de Newman. La première partie consiste à approximer certaines équations électrochimiques à l'aide d'une méthode de Padé. Plus particulièrement, la fonction de transfert approximé est obtenue à partir de l'équation de Fick et représente la diffusion des ions suite à une sollicitation en courant. Elle est complétée dans le modèle par des chutes ohmiques et électrocinétiques (loi de Butler-Vollmer). La seconde partie de la description du modèle détaille l'extraction et le calcul des paramètres du modèle. Le modèle SPM-1E comprend quatre paramètres qui sont la surtension ohmique, la surtension cinétiques, le courant d'échange et la constante de temps de diffusion. Il est à noter que certains paramètres sont difficiles à extraire avec précision, c'est pourquoi à la fin du chapitre une analyse de sensibilité est réalisée. Cette difficulté d'extraction des paramètres est à l'origine d'une amélioration du modèle. En effet dans le modèle initial, une hypothèse de courant d'échange constant est supposée. Il est alors proposé, pour améliorer le modèle, d'extraire la variation de ce courant par rapport à l'état de charge. La seconde partie de ce chapitre compare les résultats obtenus avec les modèles SPM-1E et des mesures expérimentales. La comparaison entre les modèles et l'expérience est réalisée à l'aide d'erreur relative de la capacité et de la tension sur trois technologies de cellules différentes. La première cellule est une cellule LTO de type puissance (capacité à fournir un haut courant), la seconde est une cellule LFP de type énergie (forte densité énergétique) et la dernière est une cellule NMC de type puissance. La cellule LFP présente d'excellents résultats peu importe le modèle ou le critère (erreurs inférieures à 1.5%) grâce à la forme particulière de sa courbe de décharge. En effet, les différents plateaux de tension présents tout au long de la décharge

permettent un meilleur paramétrage du modèle. La modélisation de la cellule LTO obtient des résultats proches des essais pour le modèle SPM-1E amélioré. Le modèle initial perd de la précision à fort courant. Cette erreur est attribuable à un changement d'électrode limitante entre les forts et faibles courants, ce qui ne peut pas être représenté sur le modèle à une électrode. Finalement, la cellule NMC présente des résultats moyens (erreur en capacité proche de 5% et erreur en tension inférieure à 1.5%). Le modèle créé valide donc le cahier des charges initialement prévu.

Pour approfondir le dimensionnement détaillé, le dernier chapitre propose d'abord une méthodologie de dimensionnement des cellules puis un algorithme de gestion du stockage électrochimique et finalement un algorithme de contrôle du convertisseur. La méthodologie de dimensionnement proposée est analytique, c'est-à-dire qu'à chaque itération, le modèle SPM-1E est utilisé pour optimiser, par rapport à un profil, le nombre de cellule et donc le coût du système. Cette méthode itérative consomme beaucoup de ressources mais à l'avantage d'avoir une mise en œuvre simple et rapide. Afin d'éviter les erreurs, un modèle de vieillissement a aussi été introduit dans la routine. Les résultats obtenus montrent qu'il est primordial de prendre en compte ces phénomènes qui provoquent des surdimensionnements de 30% pour certaines cellules. Le principal inconvénient de cette méthodologie est l'utilisation en entrée d'un profil de puissance. Dans l'exemple, nous avons donc utilisé un profil critique maximisant toutes les situations. Cependant, certains services restent aléatoires et n'utilisent pas toute l'énergie de la cellule dimensionnée pour le cas critique. Lors d'un dimensionnement, cette hypothèse de cas critique est correcte mais, pour le contrôle, l'algorithme doit réagir convenablement à tout événement. Pour cela, la stratégie de contrôle proposée a pour objectif de fournir des services dit prioritaires, des services dit complémentaires et d'optimiser la gestion énergétique du stockage. Ces trois gestionnaires sont détaillés dans la deuxième partie du chapitre et plus particulièrement le gestionnaire de services complémentaires utilisant un algorithme de logique floue. En effet, le surdimensionnement du système (attribuable au profil critique) permet d'autoriser, dans certains cas, l'utilisation de ces réserves d'énergie et de puissance pour la réalisation d'autres services. Ils ne sont pas prioritaires et doivent être activables en fonction de l'état du réseau, de l'énergie du système de stockage et de l'opérateur de la centrale. Afin d'aider la prise de décision, un contrôle par logique floue a été implanté. On rappelle que le principe de cet algorithme, qui est de modéliser la pensée humaine en prenant des décisions à partir d'informations abstraites, s'applique particulièrement dans notre cas. Afin d'améliorer les performances de celui-ci, une optimisation par algorithme génétique des paramètres de la logique floue a été réalisée sur des données d'une centrale existante. Le but est d'optimiser le retour sur investissement, le taux de disponibilité des services complémentaires et un taux de risque d'indisponibilité du stockage en modifiant les dimensions du stockage ou certains paramètres de la logique floue. Les simulations montrent des dépendances directes évidentes entre les variables et les résultats, comme par exemple, entre les dimensions du stockage et le retour sur investissement. Il est cependant nécessaire d'effectuer, en premier, une optimisation sur des données annuelles afin d'établir les dimensions de la solution, puis, d'optimiser les variables de contrôle à l'aide de simulations mensuelles ou hebdomadaires.

Le travail de recherche effectué durant ces trois dernières années vise à éclaircir les possibilités ou même les contraintes lors de l'intégration d'un système de stockage dans un cycle combiné. Ces études, soutenus par un consortium européen (Flexitranstore), répondent à l'aide des méthodes proposées à plusieurs phases d'un projet. Cependant, l'application de ces travaux sur un site industriel reste encore à réaliser. En effet, malgré l'enthousiasme perçu chez certains opérateurs de centrale aucun projet n'a pu être enregistré. La principale perspective de ce manuscrit est la mise en place de ces procédures et son amélioration à l'aide d'un traitement sur des données réelles d'une centrale hybride. L'étude peut par exemple commencer avec des prototypes à échelles réduites (<1 MW) afin de vérifier son bon fonctionnement avec les systèmes d'électronique de puissance. La finalité reste une intégration

d'un stockage d'une dizaine de mégawatt dans une centrale de quelques centaines de megawatt. Il est aussi intéressant de s'attarder sur la gestion du système de stockage, qui reste dans notre cas global et qui doit être adapté au problématique du réseau. En effet, les contraintes étant différentes dans chaque pays, le traitement du problème de façon générale peut perdre de sa valeur lors de l'application dans un pays en particulier. De plus, la description des services doit être validée lors de rencontres entre des opérateurs de centrales et des gestionnaires de réseau. En effet, le point de vue de ce manuscrit est celui d'un équipementier et doit être complété par un utilisateur. Cela donnera encore plus de crédibilité et de certitude à la solution et permettra son développement plus facilement. Finalement, malgré la précision convenable du modèle proposé, il est légitime de se demander si toutes les informations contenues dans les courbes de décharge ont été extraites. Par exemple, le changement d'électrode limitante en fin de décharge à fort ou faible courant est visible sur les courbes de décharge de la cellule. Cependant, le modèle SPM-1E n'intègre pas ces caractéristiques en partie à cause de l'hypothèse « électrode unique ». L'amélioration de ce modèle passera forcément par une extraction plus importante des informations contenus dans les courbes de décharges.

Bibliographie

- ABS (2017). *ABS advisory on hybrid electric power systems*. ABS.
- A.Cheung (2018). *Power markets Today, Market design in an age of transition*. Bloomberg New Energy Finance.
- ADEME (2018). *Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060*. Ademe.
- A.Devie (2012). *Caractérisation de l'usage des batteries Lithium-ion dans les véhicules électriques et hybrides. Application à l'étude du vieillissement et de la fiabilité*. Université Claude Bernard - Lyon I. <tel-00783338>.
- A.Giacchino & E.Repetto (2019). *Natural gas combined cycle power plant aggregated with battery: a flexible hybrid solution providing enhanced frequency and balancing services*. E3S Web of Conferences.
- A.Samba (2015). *Battery Electrical Vehicles - Analysis of Thermal Modelling and Thermal Management*. Génie Electrique. Université de Caen Basse-Normandie.
- A.S.Sidhu, M.G.Pollitt & K.L.Anaya (2017). *A Social Cost Benefit Analysis of Grid-Scale Electrical Energy Storage Projects: Evaluating the Smarter Network Storage Project*. University of Cambridge.
- A.Zenati (2012). *Gestion haut niveau et suivi en ligne de l'état de santé des batteries lithium-ion*. Genie Electrique. Université de Lorraine.
- B.Barnes (2019). *Coal and CCGT help support steam turbine market*. Petroleum Economist.
- B.Metz-Noblat, F.Dumas & C.Poulain (2005). *Calcul des courants de court-circuit*. Cahier Technique Schneider, CT n°158.
- BNA. (2019). *Monitoringbericht 2019*. Bundesnetzagentur.
- B.Reinhart, K.Howell, & K.Kropf (2018). *Unlocking the Potential of Combined Cycle Plants. Power engineering*. Issue 4 and Volume 122.
- C.Bolard & J.P.Metz (1991). *Centrales de production d'énergie électrique à partir des combustibles fossiles*. Techniques de l'ingénieur. Ref B1250v1.
- C.Brooker (2017). *Frame versus Aero: Who wins in simple cycle? Mid to Large-Size Combustions Turbines*. Power engineering. Issue 7, Volume 121.
- C.Cany (2017). *Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France: adaptations du parc électrique vers plus de flexibilité*. Université Paris-Saclay. <NNT : 2017SACLC015>. <tel-01565665v2>.
- C.Christiansen, B.Murray & G.Conway (2015). *Energy Storage Study: A storage market review and recommendations for funding and knowledge sharing priorities*. AECOM Australia Pty Ltd. ARENA.

- D.Allart (2008). *Gestion et modélisation électrothermique des batteries lithium-ion*. Génie Electrique. Université Paul Cézanne – Aix-Marseille III.
- D.Di Domenico, A. Stefanopoulou & G.Fiengo (2010). *Lithium-Ion Battery State of Charge and Critical Surface Charge Estimation Using an Electrochemical Model-Based Extended Kalman Filter*. Journal of Dynamic Systems, Measurement, and Control, 132(6), ISSN: 0022-0434, DOI: 10.1115/1.4002475.
- D.V.Do (2010). *Diagnostic de batteries Lithium ion dans des applications embarquées*. Université technologie de Compiègne.
- EDF. (2019). *L'aventure EDF: Lumières sur le leader mondial des énergies bas carbone*. Electricité De France.
- E.G.Silva (2017). *Optimization of the planning and operations of electric distribution grids in the context of high renewable energy penetration*. PSL Research University. <NNT: 2017PSLEM074>. <tel-01899752>.
- E.Hillberg et al. (2019). *Power Transmission & Distribution Systems: Flexibility needs in the future power system*. IEA-ISGAN.
- ELIA (2017a). *Electricity scenarios for belgium towards 2050*. Elia.
- ELIA (2017b). *L'avis d'Elia sur la vision énergétique de la Belgique*. Elia.
- ELIA (2018a). *Adequacy and flexibility study for Belgium 2020-2030*. Elia.
- ELIA (2018b). *Study Report on the Review of the Black Start Ancillary Service*. Elia.
- ENTSO-E (2018). *Survey on ancillary services procurement, balancing market design 2017*. ENTSO-E WGAS
- E.Pena, J.L.Vignolo, J.M.Ingremau, R.J.Chillar, F.Chevalier, H.Biellmann & J.Guyot (2015). *Electricity generating installation provided with means for storage of energy and control process for an installation of this type*. US8971064. General Electric. GE Power.
- E.R.Iglesias (2017). *Étude du vieillissement des batteries lithium-ion dans les applications "véhicule électrique": combinaison des effets de vieillissement calendaire et de cyclage*. Génie Electrique. Université de Lyon.
- E.Riviere (2016). *Détermination in-situ de l'état de santé de batteries lithium-ion pour un véhicule électrique*. Université Grenoble Alpes. <NNT: 2016GREAI048>. <tel-01555463>.
- E.Sarasketa-Zabala, I.Laresgoiti, I.Alava, M.Rivas, I.Villarreal & F.Blanco (2013). *Validation of the methodology for lithium-ion batteries lifetime prognosis*. World Electric Vehicle Symposium and Exhibition (EVS27), November, Barcelona, Spain. IEEE, pp. 1–12, ISBN: 978-1-4799-3832-2, DOI: 10.1109/EVS.2013.6914730.
- ETN (2020). *Hydrogen Gas Turbine: The path towards a zero-carbon gas turbine*. European Turbine Network (Global).

- F.Chevrie & F.Guély (1998). *La logique floue*. Cahier Technique Schneider (n°191).
- F.Kremer, M.Buquet, H.Biellmann, S.Raël, M.Urbain & P.Beaufreere (2019). *Analysis of Battery Energy Storage System Integration in a Combined Cycle Power Plant*. 2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST) (p. 1-6). Porto, Portugal : IEEE. doi: 10.1109/SEST.2019.8849125.
- GAO (2018). *Informations on challenges to deployment for electricity grid operations and efforts to address them*. GAO.
- G.Carbonnier & J.Grinevald (2011). *Energie et développement*. Revue internationale de politique de développement, DOI : 10.4000/poldev.687, ISBN 978-2-940415-59-5.
- GCC (2017). *GE and SCE unveil first battery-gas turbine hybrid system*. GCC.
- GEP (2017a). *California Makes History with Battery Storage and Gas Turbine Hybrid Installation*. General Electric. GE Power.
- GEP (2017b). *Hybrid Solutions*. General Electric. GE Power.
- GEP (2018). *GEA33319 2019 GPS Product Catalog*. General Electric. GE Power.
- GEP (2019). *The importance of gas-fired generation in a transformed energy landscape*. General Electric. GE Power.
- GEPC (2016). *T1689-MV-DELTA-Air-Cooled*. General Electric. GE Power Conversion.
- G.Fitzgerald, J.Mandel, J.Morris & H.Touati (2015). *The Economics of Battery Energy Storage: How multi-use, customer-sited batteries deliver the most services and value to customers and the grid*. Rocky Mountain Institute.
- G.M.A.Delille (2011). *Contribution du Stockage à la Gestion Avancée des Systèmes Électriques : approches Organisationnelles et Technico-économiques dans les Réseaux de Distribution*. Génie Electrique. Ecole Centrale de Lille. <NNT : 2010ECLI0016>. <tel-00586088>.
- GVR (2020). *Gas Turbine Services Market Size & Share / Industry Report, 2020-2027*. Grand View Research. Report ID: GVR-1-68038-225-9
- H.Alkhatib (2008). *Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode métaheuristique*. Génie Electrique. Université Paul Cézanne – Aix-Marseille III <tel-00408160v2>.
- H.Biellmann (2015). *Système auxiliaire de stockage et de fourniture d'énergie électrique à usages multiples intégré à une centrale de production d'électricité*. WO2017025664A1. General Electric, GE Power.
- H.Biellmann (2016). *PI-BESS Leaflet*. General Electric, GE Power.

- H.Kanchev (2014). *Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d'énergie renouvelable : Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d'un micro réseau électrique urbain*. Génie Electrique. Université Lille Nord-de-France.
- H.Moussa (2017). *Contribution to the Decentralized Energy Management of Autonomous AC-Microgrid*. Génie Electrique. Université de Lorraine. (NNT: 2017LORR0161). (tel-01775211).
- H.Rubenbauer & S.Henninger (2017). *Definitions and reference values for battery systems in electrical power grids*. Siemens, University Erlangen-Nuremberg.
- H.Saadat (2010). *Power System Analysis (3rd ed)*. United States : PSA Pub.
- IEA. (2018). *World Energy Outlook 2018*. IEA.
- IEEE 421.5 (1992). *Excitation System Models for Power System Stability Studies*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-100(2), 494-509. doi: 10.1109/TPAS.1981.316906
- IEEE 1110 (2002). *IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Applications in Power System Stability Analyses*. IEEE. doi: 10.1109/IEEESTD.2003.94408
- IEEE PES-TR1 (2013). *Dynamic models for Turbine-Governor in Power System Studies*. IEEE Power & Energy Society. Technical report PES-TR1.
- I.San Martin, A.Berrueta, P.Sanchis & A.Ursua (2018). *Methodology for sizing stand-alone hybrid systems: A case study of a traffic control system*. Energy, 153: 870–881, ISSN: 0360-5442, DOI: 10.1016/j.energy.2018.04.099.
- J.C.De Barros, D.Hissel, P.Maussion, M. Tholomier & A.Titli (2005a). *Systèmes et régulateurs flous - Applications*. Techniques de l'ingénieur, S7441 V1:15.
- J.C.De Barros, D.Hissel, P.Maussion, M. Tholomier & A.Titli (2005b). *Systèmes et régulateurs flous - Définition et cognition*. Techniques de l'ingénieur, S7440 V1: 22.
- J.C.Forman, S.Bashash, J.L.Stein (2011). *Reduction of an electrochemistry-based Li-ion battery model via quasi-linearization and Padé approximation*. Journal of the Electrochemical Society 158(2): A93–A101.
- J.Eggart, C.E.Thompson, J.Sasser & M.Merine (2017). *GER3620 Heavy-Duty Gas turbine Operating and Maintenance*. General Electric. GE Power.
- J.H.Summerfield & C.N.Curtis (2015). *Modeling the Lithium Ion/Electrode Battery Interface Using Fick's Second Law of Diffusion, the Laplace Transform, Charge Transfer Functions, and a [4, 4] Padé Approximant*. Research Article, International Journal of Electrochemistry. DOI: 10.1155/2015/496905.
- J.Meng, G.Luo & M.Ricco (2018). *Overview of lithium-ion battery modeling methods for state-of-charge estimation in electrical vehicles*. Applied Sciences, vol.8, n°5, p.659.

- J.Meyers, M.Doyle & R.Darling (2000). *The Impedance Response of a Porous Electrode Composed of Intercalation Particles*. Journal of The Electrochemical Society, 147(8): 2930–2940.
- J.M.Monteil (2003a). *Centrale à cycle combiné - Composants potentiels*. Techniques de l'ingénieur.
- J.M.Monteil (2003b). *Centrale à cycle combiné - Théorie, performances, modularité*. Techniques de l'ingénieur.
- J.M.Monteil (2004). *Centrale à cycle combiné - Fonctionnement, exploitation, exemple*. Techniques de l'ingénieur.
- J.P.Nereau (2001). *Sélectivité avec les disjoncteurs de puissance basse tension*. Cahier technique Schneider, CT n°201, 30.
- J.Tan & Y.Zhang (2017). *Coordinated Control Strategy of a Battery Energy Storage System to Support a Wind Power Plant Providing Multi-Timescale Frequency Ancillary Services*. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 8(3): 1140–1153, ISSN: 1949-3029, 1949-3037, DOI: 10.1109/TSTE.2017.2663334.
- K.Smith & C.Y.Wang (2006a). *Power and thermal characterization of a lithium-ion battery pack for hybrid-electric vehicles*. Journal of Power Sources, 160(1): 662–673, ISSN: 0378-7753, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2006.01.038.
- K.Smith & C.Y.Wang (2006b). *Solid-state diffusion limitations on pulse operation of a lithium ion cell for hybrid electric vehicles*. Journal of Power Sources, 161(1): 628–639, ISSN: 0378-7753, DOI: 10.1016/j.jpowsour.2006.03.050.
- K.Smith, C.Rahn, C.Y.Wang (2007). *Control oriented 1D electrochemical model of lithium ion battery*. Energy Conversion and Management 48: 2565–2578.
- L.B.Davis & S.H.Black (2000). *GER3568 Dry low nox combustion systems for GE heavy-duty gas turbines*. General Electric, GE Power.
- Libération (2009). *De 1970 à 2009, histoire d'une prise de conscience*. Chrono+infographie, Libération. 30 novembre 2009.
- Liyuan (s. d.). *Solar energy storage : 600KWH_PRODUCTS_lithium-ion battery manufacturing expert,Lithium Titanate Oxide Battery,LiFePO4 battery*. LIYUAN BATTERY CO., LTD.
- L.Kai & L.E.White (2011). *Mathematical modeling of a lithium ion battery with thermal effects in COMSOL Inc*. Multiphysics (MP) software. Journal of Power Sources 196: 5985–5989.
- M.A.Gonzalez-Salazar, T.Kirsten, & L.Prchlik (2018). *Review of the operational flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 82, 1497-1513.
- M.Astaneh (2018). *A novel framework for optimization of size and control strategy of lithium-ion battery based off-grid renewable energy systems*. Energy Conversion and Management, 175: 99–111, ISSN: 0196-8904, DOI: 10.1016/j.enconman.2018.08.107.

- M. Ataei Kachouei (2016). *Improving Transient Stability of Synchronous Generator Utilizing Battery Energy Storage Systems*. Communication présentée au 31th Power System Conference, Theran, Iran.
- M.Cosson (2016). *Stabilité du réseau électrique de distribution. Analyse du point de vue automatique d'un système complexe*. Université Paris-Saclay. <NNT : 2016SACLC065>. <tel-01374469>.
- M.Doyle; T.F.Fuller & J.Newman (1993). *Modeling of Galvanostatic Charge and Discharge of the Lithium/Polymer/Insertion Cell*. Journal of The Electrochemical Society, 140(6): 1526–1533, ISSN: 0013-4651, 1945-7111, DOI: 10.1149/1.2221597.
- M.Drucker (2015). *The fall of the F-Class turbine*. Power engineering. Issue 8, Volume 119.
- M.Dubarry, N.Qin, & P.Brooker (2018). *Calendar aging of commercial Li-ion cells of different chemistries – A review*. Current Opinion in Electrochemistry, 9: 106–113, ISSN: 24519103, DOI: 10.1016/j.coelec.2018.05.023.
- M.Urbain, S.Raël & B.Davat (2007). *State estimation of a lithium ion battery through kalman filter*. Power Electronics Specialists Conference. Orlando. USA. IEEE. 2804–2810.
- M.Urbain, M.Hinaje & S.Raël (2010). *Energetical Modeling of Lithium-Ion Batteries Including Electrode Porosity Effects*. IEEE Transactions on Energy Conversion, 25(3): 862–872, ISSN: 0885-8969, 1558-0059, DOI: 10.1109/TEC.2010.2049652.
- NGESO (2017). *System Needs and Product Strategy*. National Grid ESO.
- NGESO (2018). *Future Energy Scenarios*. National Grid ESO.
- N.Legrand (2013). *Modele multiphysique et methodes d'analyse in-situ, non destructives, qualitatives et quantitatives de diverses sources de vieillissement d'accumulateurs lithium-ion*. Génie Electrique. Université de Lorraine.
- N.Legrand, B.Knosp & P.Desprez (2014). *Physical characterization of the charging process of a Li-ion battery and prediction of Li plating by electrochemical modelling*. Journal of Power Sources 245: 208–216.
- N.Nitta, F.Wu, J.T.Lee & G.Yushin (2015). *Li-ion battery materials: present and future*. Materials today, 18(5), 252-264.
- NRECA (2019). *Battery Energy Storage Overview. Business & Technology Report*. NRECA, CFC, CoBank & NRTC.
- N.S.Wade, P.C.Taylor, P.D.Lang & P.R.Jones (2010). *Evaluating the benefits of an electrical Znergy storage system in a future smart grid*. Energy policy, Volume 38, Issue 11, Pages 7180-7188, ISSN 0301-4215,
- P.Blondel, P.Postoyan & S.Raël (2019). *Nonlinear circle-criterion observer design for an electrochemical battery model*. IEEE Transactions on Control Systems Technology 27(2): 889–897.

- P.Kundur, N.J.Balu & M.G.Lauby (1994). *Power system stability and control*. New York: McGraw-hill.
- P.Rodilla, S.Cerisola & C.Batlle (2014). *Modeling the major overhaul cost of gas-fired plants in the unit commitment problem*. IEEE Transactions on Power Systems, 29(3), 1001-1011.
- P.V.Buzila (2015). *Gestion énergétique optimale des Installations Fixes de Traction Electrique Ferroviaire Hybrides*. Génie Electrique, Université de Lille.
- Q.Badey (2012). *Étude des mécanismes et modélisation du vieillissement des batteries lithium-ion dans le cadre d'un usage automobile*. Génie Electrique. Université Paris Sud - Paris XI. <NNT : 2012PA112052>. <tel-00693344>.
- R.Kehlhofer, F.Hannemann, F.Stirnimann & B.Rukes (2009). *Combined-cycle gas & steam turbine power plants*. Pennwell Books. ISBN: 1593701683.
- R.Pavri & G.D.Moore (2001). *GEA4211 Gas Turbine Emissions and Control*. General Electric, GE Power.
- RTE (2004). *Mémento de la sûreté du système électrique*. RTE.
- RTE (2017a). *Documentation Technique de Référence, Chapitre 8 - Trames Types, Article 8.3 Cahier des charges des capacités constructives pour une installation de production raccordée au RPT*. RTE
- RTE (2017b). *Statistiques de production, consommation et échanges – RTE*. RTE
- RTE (2018). *Bilan électrique national 2018*. RTE
- RTE (2019). *Schéma décennal de développement du réseau*. RTE
- S.Dey, B.Ayalew & P.Pisu (2015). *Nonlinear robust observers for State-of-Charge estimation of Lithium-Ion cells based on a reduced electrochemical Model*. IEEE Transactions on Control Systems Technology 23(5): 1935–1942.
- S.Huet (2020, 24 avril). *L'électricité bousculée par le coronavirus*. Le Monde.
- S.Huntington (2019). *Global battery storage market briefing [Power & Renewables]*. IHS Markit.
- S.Huntington (2020). *US Battery Storage Capital and Levelized Cost Outlook [Regional integrated]*. IHS Markit.
- S.J.Moura, F.Bribiesca Argomedeo & R.Klein (2017). *Battery state estimation for a single particle model with electrolyte dynamics*. IEEE Transactions on Control Systems Technology 25(2): 453–468.
- S.Patel (2017). *Two SCE Gas-Battery Hybrid Projects Revolutionize Peaker Performance*. Power magazine.
- S.Patel (2019). *A brief history of GE gas turbine*. Power magazine.

- S.Raël & M.Hinaje (2013). *Using electrical analogy to describe mass and charge transport in lithium-ion batteries*. Journal of Power Sources, 222(1): 112–122.
- T.Dao, C.P.Vyasarayani & J.McPhee (2012). *Simplification and order reduction of lithium-ion battery model based on porous-electrode theory*. Journal of Power Sources, Vol. 198, Pages 329-337
- T.Do-Minh, A.Merdassi & B.Robyns (2014). *Gestion et valorisation d'un stockage à air comprimé adiabatique intégré dans un réseau électrique*. Symposium de Génie Electrique (SGE'14) : ef-epf-mge 2014, 8-10 juillet 2014, ENS Cachan, France.
- TE (2017). *Flexibility investment: New UK CCGTs*. Timera Energy.
- T.F.Fuller, M.Doyle & J.Newman (1994). *Simulation and Optimization of the Dual Lithium Ion Insertion Cell*. Journal of The Electrochemical Society, 141(1): 1, ISSN: 00134651, DOI: 10.1149/1.2054684.
- T.Mesbahi (2016). *Influence des stratégies de gestion d'une source hybride de véhicule électrique sur son dimensionnement et sa durée de vie par intégration d'un modèle multi-physique*. Génie Electrique. Ecole Centrale de Lille.
- T.Wildi & G.Sybille (2014). *Electrotechnique*. De Boeck Université. ISBN : 2804148920
- U.Fuchs & S.Alwers (2018). *Enhancing the operational flexibility of flexible combines cycle industrial gas turbines*. 3rd International Hybrid Power Systems Workshop, Tenerife.
- Upergy (2018). *2018 « piles et batteries _ principes et applications »*. Stage formation continue Grenoble INP, 21 mars 2018, Grenoble.
- X.Lin, H.E.Pereza & S.Mohan (2014). *A lumped-parameter electro-thermal model for cylindrical batteries*. Journal of Power Sources 257: 1–11.
- Y.Wang. (2013). *Evaluation de la Performance des Réglages de Fréquence des Eoliennes à l'Echelle du Système Electrique: Application à un Cas Insulaire*. Génie Electrique. Université Lille Nord-de-France.
- Y.Wang, C.Liu & R.Pan (2017). *Modeling and state-of-charge prediction of lithium-ion battery and ultracapacitor hybrids with a co-estimator*. Energy 121: 739–750.
- Y.Wang, G.Gao & X.Li (2020). *A fractional-order model-based state estimation approach for lithium-ion battery and ultra-capacitor hybrid power source system considering load trajectory*. Journal of Power Sources 449: 1–12.
- Y.Yang (2018). *Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 91: 109–125, ISSN: 1364-0321, DOI: 10.1016/j.rser.2018.03.047.